

VENDIM
Nr. 127, datë 4.6.2018

MBI MIRATIMIN E KODIT TË RRJETIT PËR KËRKESAT E LIDHJES ME RRJETIN TË SISTEMEVE ME TENSION TË LARTË ME RRYMË TË VAZHDUAR DHE PARQET ME MODULE TË ENERGJISË TË LIDHUR ME RRYMË TË VAZHDUAR (HVDC)

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. 2018/04/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 për kërkesat e lidhjes me rrjetin të sistemeve me tension të lartë me rrymë të vazhduar dhe parqet me module të energjisë të lidhur me rrymë të vazhduar (HVDC),

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) 2016/1447 e datës 26 gusht 2016 të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit Evropës;
 - Vendimin nr. 2018/04/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 anëtare me të drejta të plota e 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. 99, datë 30.4.2018, filloi procedurën për miratimin e Kodit të rrjetit për kërkesat e lidhjes me rrjetin të sistemeve me tension të lartë me rrymë të vazhduar dhe parqet me module të energjisë të lidhur me rrymë të vazhduar (HVDC)";
 - Në vijim të vendimmarrjes sipërcituar ERE me shkresën nr. 50/25 prot., datë 7.5.2018, bëri njoftimin në median 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 për kërkesat e lidhjes me rrjetin të sistemeve me tension të lartë me rrymë të vazhduar dhe parqet me module të energjisë të lidhur me rrymë të vazhduar (HVDC). (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 të versionit shqip.

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

RREGULLORE E KOMISIONIT (KE)

2016/1447 e 26 gusht 2016

Themelon një kod të rregullor për kërkesat për lidhjen me rrjetin të sistemeve me tension të lartë me rrymë të vazhduar dhe parqet me module të energjisë të lidhur me rrymë të vazhduar

KOMISIONI EVROPIAN

Duke pasur parasysh Traktatin për Funksionimin e Komunitetit të Energjisë,

Duke marrë parasysh Rregulloren (EC) nr. 714/2009 të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit të datës 13 korrik 2009 mbi kushtet për qasje në rrjeti për shkëmbimet ndërkufitare të energjisë elektrike, si dhe shfuqizimin e Rregullores (EC) nr. 1228/2003, dhe në veçanti nenin 6 (11) të tij,

Duke pasur parasysh që:

1. Kompletimi i shpejtë i një tregu të brendshëm energjetik plotësisht funksional dhe të ndërlidhur është thelbësor për ruajtjen e sigurisë së furnizimit me energji, rritjen e konkurrencës duke siguruar që të gjithë konsumatorët të mund të blejnë energji me çmime të volitshme.

2. Rregullorja (KE) nr. 714/2009 përcakton rregullat jodiskriminuese që rregullojnë qasjen në rrjet për shkëmbimet ndërkufitare të energjisë elektrike me qëllim sigurimin e funksionimit të duhur të tregut të brendshëm të energjisë elektrike. Përveç kësaj, neni 5 i direktivës 2009/72/KE i Parlamentit Evropian dhe i Këshillit kërkon që Palët Kontraktuese ose, kur Palët kontraktuese të kenë siguruar këtë, autoritetet rregullatore të sigurojnë, ndër të tjera, që rregullat teknike objektive dhe jodiskriminuese të jenë të zhvilluara, të cilat përcaktojnë projektin minimal teknik dhe kërkesat operationale për lidhjen me rrjetin. Kur kërkesat përbëjnë termat dhe kushtet për lidhjen me rrjetet kombëtare, neni 37 (6) i së njëjtës direktivë kërkon nga autoritetet rregullatore të jenë përgjegjëse për plotësimin ose miratimin të paktën të metodologjive të përdorura për llogaritjen ose përcaktimin e tyre. Në mënyrë që të sigurohet siguria e sistemit brenda sistemit të transmetimit të interkonektuar, është thelbësore që të krijohet një kuptueshmëri e përbashkët e kërkesave për sistemet e HVDC dhe moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC (modulet e parkut të fuqisë së lidhur me rrymë të vazhduar). Këto kërkesa që kontribuojnë në mbajtjen, ruajtjen dhe rivendosjen e sigurisë së sistemit me qëllim lehtësimin e funksionimit të duhur të tregut të brendshëm të energjisë brenda dhe ndërmjet zonave sinkronë dhe për të arritur efikasitetin e kostove, duhet të konsiderohen si çështje të rrjetit ndërkufitar dhe çështje të integritetit të tregut.

3. Duhet të vendosen rregulla të harmonizuara për lidhjen me rrjetin të sistemeve HVDC dhe moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC, me qëllim që të sigurohet një kornizë e qartë ligjore për lidhjet me rrjetin, të lehtësohet tregtia në tërë Komunitetin e Energjisë, të mbahet siguria e sistemit, të lehtësohet integrimi i burimeve të ripërtëritshme të energjisë elektrike, të rritet konkurrenca dhe të lejohet përdorimin më efikas i rrjetit dhe burimeve, për të mirën e konsumatorëve.

4. Siguria e sistemit varet pjesërisht nga aftësitë teknike të sistemeve HVDC dhe moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC. Prandaj koordinimi i rregullt në nivelin e rrjetave të transmetimit dhe shpërndarjes dhe performanca adekuatë e pajisjeve të lidhura me rrjetet e transmetimit dhe shpërndarjes, me qëndrueshmëri të mjaftueshme për të përballuar shqetësimet dhe për të ndihmuar në parandalimin e ndonjë ndërprerje të madhe ose për të lehtësuar rikthimin e sistemit pas një kolapsi janë parakushte themelore.

5. Funksionimi i sigurt i sistemit është i mundur vetëm nëse ekziston një bashkëpunim i ngushtë midis operatorëve të sistemit dhe pronarëve të sistemeve HVDC dhe parqeve me module të energjisë të lidhur në DC. Në veçanti, operimi i sistemit në kushte anormale të operimit varet nga reagimi i sistemeve të HVDC dhe parqeve me module të energjisë të lidhur me DC në devijime nga vlerat referentë 1 për njësi (pu) të tensionit dhe frekuencës nominale. Në kontekstin e sigurisë së sistemit, rrjetet dhe sistemet HVDC dhe parqet me module të lidhur me DC duhet të konsiderohen si një subjekt nga një pikëpamje e inxhinierisë së sistemit, duke qenë se këto pjesë janë të ndërvarura. Prandaj, si parakusht për lidhjen me rrjetin, duhet të përcaktohen kërkesat teknike përkatëse për sistemet HVDC dhe parqet me module të lidhur me DC.

6. Autoritetet rregullatore duhet të marrin në konsideratë shpenzimet e arsyeshme të operatorëve të sistemit në zbatimin e kësaj Rregulloreje kur vendosin ose miratojnë tarifatat e transmetimit ose shpërndarjes ose metodologjitë e tyre ose kur miratojnë kushtet dhe afatet për lidhje dhe akses në rrjetet

kombëtare në përputhje me nenin 37 (1) dhe (6) të direktivës 2009/72 /EC, si dhe me nenin 14 të Rregullores (KE) nr. 714/2009.

7. Sistemet e ndryshme sinkronë në Komunitetin e Energjisë kanë karakteristika të ndryshme të cilat duhet të merren parasysh gjatë përcaktimit të kërkesave për sistemet HVDC dhe parqet me module të energjisë të lidhur me DC. Prandaj është e përshtatshme të merren parasysh specifikat rajonale gjatë përcaktimit të rregullave të lidhjes me rrjetin siç kërkohet me nenin 8 (6) të Rregullores (KE) nr. 714/2009.

8. Duke pasur parasysh nevojën për të siguruar siguri rregullatore, kërkesat e kësaj Rregulloreje duhet të zbatohen për sistemet e reja HVDC dhe modulet e reja të parkut të energjisë të lidhur me DC, por nuk duhet të zbatohen për sistemet e ekzistuese të HVDC dhe modulet e parkut të fuqisë të lidhur me DC, që tashmë ekzistojnë ose në një fazë të përparuar të planifikimit, por të papërfunduara, përveç nëse autoriteti përkatës rregullator ose Pala Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë vendos ndryshe, bazuar në zhvillimin e kërkesave të sistemit dhe një analize të plotë kosto-përfitim, ose aty ku ka pasur një modernizim thelbësor të këtyre objekteve.

9. Për shkak të ndikimit të saj ndërkufitar, kjo Rregullore duhet të synojë të njëjtat kërkesa lidhur me frekuencën, për të gjitha nivelet e tensionit, të paktën brenda një zonë sinkrone. Kjo është e nevojshme sepse brenda një zonë sinkrone, një ndryshim në frekuencën në një Pale Kontraktuese menjëherë do të ndikonte dhe mund të dëmtonte pajisjet në të gjitha Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë.

10. Për të siguruar sigurinë e sistemit, duhet të jetë e mundur që sistemet HVDC dhe modulet e parkut të energjisë të lidhur në DC në secilën zonë sinkronë të sistemit të ndërlidhur të mbeten të lidhur me sistemin për frekuencën dhe diapazonin e përcaktuar.

11. Ndërmjet sistemeve të ndërlidhura duhet të koordinohen diapazonet e tensionit, sepse ato janë vendimtare për të siguruar planifikimin dhe operimin e një sistemi energjetik brenda një zonë sinkrone. Shkqyçjet për shkak të shqetësimeve të tensionit kanë ndikim në sistemet fqinje. Dështimi për të specifikuar diapazonet e tensionit mund të çojë në një pasiguri të gjerë në planifikimin dhe operimin e sistemit në lidhje me funksionimin përtej kushteve normale të operimit.

12. Testimi i përshtatshëm dhe i duhur i pajtueshmërisë duhet të njihet në mënyrë që operatorët e sistemit të mund të sigurojnë sigurinë operacionale. Në përputhje me nenin 37(1)(b) të direktivës 2009/72/EC, autoritetet rregullatore janë përgjegjëse për të siguruar që operatorët e sistemit janë në përputhje me këtë Rregullore.

13. Autoritetet rregullatore, Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe operatorët e sistemit duhet të sigurojnë që, në procesin e hartimit dhe miratimit të kërkesave për lidhjen me rrjetin, ato janë të harmonizuara në masën e mundshme, me qëllim që të sigurohet integrimi i plotë i tregut. Standardet teknike të vendosura duhet të merren në konsideratë të veçantë në hartimin e kërkesave për lidhje.

14. Në këtë Rregullore duhet të përcaktohet procesi për derogimin nga rregullat, për të marrë parasysh rrethanat lokale, ku përjashtimisht, për shembull, pajtueshmëria me këto rregulla mund të rrezikojë qëndrueshmërinë e rrjetit lokal ose ku operimi i sigurt i një sistemi HVDC ose moduleve të parkut të lidhur me DC mund të kërkojë kushte operimi që nuk janë në përputhje me këtë Rregullore.

15. Në rastin e moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC, modulet e reja mundën që në të ardhmen të formojnë pjesë të një rrjetëzimi off-shore që lidhet me më shumë se një zonë sinkrone. Në këtë rast, duhet të përcaktohen kërkesa të caktuara teknike për të ruajtur sigurinë e sistemit dhe për të siguruar që rrjetëzimi i rrjeteve të ardhshme të mund të zhvillohet me kosto efektive. Megjithatë, për modulet e parkut të energjisë të lidhur me DC, disa kërkesa duhet të kërkohen në kohën kur ato bëhen të nevojshme vetëm, kur bëhet përshtatja me pajisjet e nevojshme për ruajtjen e sigurisë së sistemit.

16. Prandaj, pronarët e moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC, të cilët janë ose do të lidhen me një zonë sinkronë me lidhje radiale duhet të kenë mundësinë të aplikojnë, nëpërmjet një procesi të përshpejtuar, për derogimet ndaj kërkesave që do të nevojiten vetëm kur modulet e parkut të energjisë lidhen me një rrjet të rrjetëzuar dhe ku merren parasysh rrethanat rast pas rasti. Ata gjithashtu duhet të informohen sa më shpejt që të jetë e mundur nëse ata kualifikohen për një derogim për qëllime të vendimmarrjes investimeve të tyre.

17. Duke iu nënshtruar miratimit nga autoriteti përkatës rregullator ose autoriteti tjetër aty ku është e aplikueshme në një Pale Kontraktuese, operatorët e sistemit duhet të lejohen të propozojnë derogime për tipa të caktuar të sistemeve HVDC dhe module të parkut të energjisë të lidhur me DC.

18. Kjo Rregullore është miratuar në bazë të Rregullores (KE) nr. 714/2009, e cila e plotëson dhe është pjesë përbërëse e saj. Referencat në Rregulloren (KE) nr. 714/2009 në akte të tjera ligjore duhet të kuptohen siç thuhet edhe në këtë Rregullore.

19. 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 miratuar këtë rregullore:

KREU I DISPOZITA TË PËRGJITHSHME

Neni 1 Objekti

1. Kjo Rregullore vendos një kod rrjeti i cili përcakton kërkesat për lidhjet në rrjet të sistemeve të tensionit të lartë të rrymës së vazhduar (HVDC) dhe moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC. Kodi ndihmon për të siguruar kushte të barabarta konkurrence në tregun e brendshëm të energjisë elektrike, për të garantuar sigurinë e sistemit dhe integrimin e burimeve të ripërtëritshme të energjisë elektrike dhe për të lehtësuar tregtimin e energjisë elektrike në hapësirën e Komunitetit të Energjisë.

2. Kjo rregullore gjithashtu përcakton detyrimet për të siguruar që operatorët e sistemit përdorin aftësitë e sistemeve HVDC dhe modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC në mënyrën e duhur në mënyrë transparente dhe jodiskriminuese për të siguruar një fushë loje të barabartë në të gjithë Komunitetin e Energjisë.

Neni 2 Përkufizimet

Për qëllimet e kësaj rregulloreje, zbatohen përkufizimet në nenin 2 të Rregullores (KE) nr. 714/2009, neni 2 i Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222,¹ neni 2 i Rregullores së Komisionit (BE), zbatohet neni 2 i Rregullores së Komisionit (BE) 2016/631, neni 2 i Rregullores së Komisionit (BE) 2016/1388 dhe neni 2 i direktivës 2009/72/KE. Përveç kësaj, do të zbatohen përkufizimet e mëposhtme:

1. **“Sistem HVDC”** nënkupton një sistem të energjisë elektrike i cili transferon energji në formën e rrymës së vazhduar me tensionit të lartë midis dy ose më shumë zbarave të rrymës alternative (AC) dhe përmban të paktën dy stacione HVDC konvertuese me linjat e transmetimit DC ose kabllot midis stacionet konvertues HVDC;

2. **“Modul i parkut gjenerues i lidhur me DC”** nënkupton një modul të parkut gjenerues që është i lidhur nëpërmjet një ose më shumë pikash ndërfaqe HVDC të një ose më shumë sisteme HVDC;

3. **“Sistem i ndërfutur HVDC”** do të thotë një sistem HVDC i lidhur në një zonë kontrolli që nuk është instaluar me qëllim lidhjen e një moduli të parkut gjenerues i lidhur me DC në kohën e instalimit, dhe as me qëllim lidhjen një strukture të kërkesës;

4. **“Stacion konvertues HVDC”** do të thotë një pjesë e një sistemi HVDC i cili përbëhet nga një ose më shumë njësi konvertuese HVDC të instaluar në një vend të vetëm së bashku me ndërtesat, reaktorët, filtrat, pajisjet e energjisë reaktive, të kontrollit, monitorimit, mbrojtjes, matjes dhe pajisjet ndihmëse;

5. **“Pikë ndërfaqe HVDC”** do të thotë një pikë në të cilën pajisjet HVDC lidhen me një rrjet AC, në të cilën mund të përcaktohen specifikimet teknike që ndikojnë në performancën e pajisjeve;

6. **“Pronari i modulit të parkut gjenerues i lidhur me DC”** do të thotë personi fizik ose juridik që zotëron një modul të parkut gjenerues të lidhur me DC;

7. **“Maksimumi i kapacitetit të transmetimit të fuqisë aktive i HVDC”** (P_{max}) do të thotë fuqia maksimale e vazhdueshme aktive që një sistem HVDC mund të shkëmbejë me rrjetin në secilën pikë lidhje siç specifikohet në marrëveshjen e lidhjes ose siç është rënë dakord mes operatorit të sistemit përkatës dhe pronarit të sistemit HVDC;

8. **“Minimumi i kapacitetit të transmetimit të fuqisë aktive i HVDC”** (P_{min}) do të thotë fuqia minimale e vazhdueshme aktive që një sistem HVDC mund të shkëmbejë me rrjetin në secilën pikë

¹ Neni 2 i Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 – teksti nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/04/PHLG-EnC.

lidhje siç specifikohet në marrëveshjen e lidhjes ose siç është rënë dakord mes operatorit të sistemit përkatës dhe pronarit të sistemit HVDC;

9. **“Rryma maksimale e sistemit HVDC”** do të thotë rryma fazore më e lartë, lidhur me një pikë operativ brenda U-Q/ Pmax - profili i stacionit konvertues HVDC në maksimumin e kapacitetit të transmetimit të fuqisë aktive të HVDC;

10. **“Njësi konvertuese HVDC”** nënkupton një njësi të përbërë nga një ose më shumë ura konvertimi, së bashku me një ose më shumë transformatorë konvertues, reaktorët, pajisjet e kontrollit të njësisë, pajisjet mbrojtëse dhe komutuese dhe ndihmëse, nëse ka ndonjë, të përdorura për konvertimin.

Neni 3

Fusha e zbatimit

1. Kërkesat e kësaj Rregulloreje do të zbatohen, për:

a) Sistemet HVDC që lidhin zonat sinkron ose zonat e kontrollit, duke përfshirë skemat back-to-back;

b) Sistemet HVDC që lidhin module të parkut gjenerues në një rrjet transmetimi ose rrjet të shpërndarjes, në pajtim me paragrafin 2;

c) Sistemet e ndërfutur HVDC brenda zonës së kontrollit dhe të lidhur me rrjetin e transmetimit; dhe

d) Sistemet e ndërfutur HVDC brenda zonës së kontrollit dhe të lidhur në rrjetin e shpërndarjes, kur është demonstruar një ndikim ndërkufitar nga operatori i sistemit të transmetimit përkatës (OST). OST-ja relevante duhet të marrë në konsideratë zhvillimin afatgjatë të rrjetit në këtë vlerësim.

2. Operatorët përkatës të sistemit, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, në përputhje me nenin 5 i propozojnë për miratim organeve kompetentë rregullatore zbatimin e kësaj Rregulloreje për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC me një pikë të vetme lidhje në rrjetin e transmetimit ose rrjetin e shpërndarjes që nuk është pjesë e një zonë sinkrone. Të gjitha modulet e tjera të parkut gjenerues të cilat janë të lidhur me AC, por që janë të lidhur me DC me një zonë sinkron konsiderohen module të parkut gjenerues të lidhur me DC dhe i nënshtrohen kuadrit të kësaj rregulloreje.

3. Nenet 55 deri 59, 67 deri 72 dhe 82, nuk zbatohen për sistemet HVDC brenda një zonë kontrolli të përmendura në pikat (c) dhe (d), të paragrafit 1, ku:

a) Sistemi HVDC ka të paktën një stacion konvertimi HVDC në pronësi të OST-së përkatëse;

b) Sistemi HVDC është në pronësi të një subjekti i cili ushtron kontroll mbi OST-në përkatëse;

c) Sistemi HVDC është në pronësi të një subjekti drejtpërdrejt ose tërthorazi i kontrolluar nga një njësi ekonomike e cila gjithashtu ushtron kontroll mbi OST përkatëse.

4. Kërkesat e lidhjes për sistemet HVDC të parashikuara në kreun II do të zbatohen në pikat e lidhjes AC të sistemeve të tilla, me përjashtim të kërkesave të parashikuara në nenin 29 (4), 29 (5) dhe 31 (5), të cilat mund të aplikohen në pika të tjera lidhje dhe neni 19 (1) i cili mund të zbatohet në терминаlet e stacionit konvertues HVDC.

5. Kërkesat e lidhjes për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC stacioneve konvertues fundore të largët të parashikuara në kreun III do të zbatohen në pikën e ndërfaqes HVDC të sistemeve të tilla, me përjashtim të kërkesave të parashikuara në nenin 39 (1) (a) dhe nenin 47 (2), të cilat zbatohen në pikën e lidhjes në zonën sinkron për të cilën sigurohet përgjigja ndaj frekuencës.

6. Operatori i sistemit relevant do të refuzojë lejin e lidhjes së një sistemi të ri HVDC ose moduli të parkut gjenerues të lidhur me DC i cili nuk është në përputhje me kërkesat e përcaktuara në këtë rregullore dhe që nuk është i mbuluar nga një derogim i dhënë nga autoriteti rregullator ose autoritet tjetër kur është e mundur sipas kreut VII. Operatori i sistemit relevant i komunikon refuzimin e tillë, me anë të një deklaratë të arsyetuar me shkrim, pronarit të sistemit HVDC ose modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC dhe nëse nuk specifikohet ndryshe nga autoriteti rregullator, edhe autoritetit rregullator.

7. Kjo Rregullore nuk zbatohet, për:

a) Sistemet HVDC pikë-lidhja e të cilëve është nën 110kV përveç nëse një ndikim ndërkufitar është demonstruar nga OST-ja përkatëse. OST-ja relevante duhet të marrë në konsideratë zhvillimin afatgjatë të rrjetit në këtë vlerësim;

b) Sistemet HVDC ose modulet e parkut të fuqisë DC, të lidhura me sistemin e transmetimit dhe sistemet e shpërndarjes ose në pjesë të sistemit të transmetimit ose sistemeve shpërndarëse të ishujve të Palëve Kontraktuese në Komunitetin e Energjisë, për të cilat sistemet nuk operohen sinkron me

Evropën Kontinentale, Britaninë e Madhe, Nordike, Irlandë dhe Irlandën e Veriut ose në zonën sinkronike të Baltikut.²

Neni 4

Kërkesa për sistemet ekzistuese HVDC dhe modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC

1. Me përjashtim të neneve 26, 31, 33 dhe 50, sistemet HVDC ekzistuese dhe modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC nuk janë subjekt i kërkesave të kësaj rregulloreje, përveç rasteve, kur:

a) sistemi HVDC ose modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC kanë ndryshuar në atë masë sa që marrëveshja e tyre e lidhjes duhet të rishikuar thelbësisht në përputhje me procedurën e mëposhtme:

(i) sistemi HVDC ose modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC që kanë për qëllim të ndërmarrin modernizimin e një impianti apo zëvendësimin e pajisjeve duke ndikuar në aftësitë teknike të sistemit HVDC ose moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC do të njoftojë paraprakisht operatorin e sistemit përkatës për planet e tyre;

(ii) nëse operatori i sistemit përkatës konsideron se shkalla e modernizimit apo zëvendësimit të pajisjeve është e tillë që një marrëveshje e re lidhja është e nevojshme, operatori i sistemit duhet të njoftojë autoritetin përkatës rregullator; dhe

(iii) autoriteti përkatës rregullator do të vendosë nëse marrëveshja ekzistuese e lidhjes duhet të rishikohet ose nëse një marrëveshje e re lidhje është e nevojshme dhe se cilat kërkesa të kësaj Rregulloreje do të zbatohen; ose

b) Një autoritet rregullator vendos të bëjë një sistem ekzistues HVDC ose modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC subjekt i të gjithë ose disa prej kërkesave të kësaj rregulloreje, pas një propozimi nga OST-ja përkatëse në përputhje me paragrafët 3, 4 dhe 5.

2. Për qëllimet e kësaj rregulloreje, një sistem HVDC ose modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC do të konsiderohen ekzistues në qoftë se:

a) Ato janë të lidhur tashmë me rrjetin para përfundimit të afatit për transpozim të kësaj rregulloreje; ose

b) Pronari i sistemit HVDC ose të moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC ka lidhur një kontratë përfundimtare dhe detyruese për blerjen e impiantit gjenerues kryesor ose pajisjeve HVDC brenda dy vjetëve pas hyrjes në fuqi të kësaj rregulloreje. Pronari i sistemit HVDC ose moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC duhet të njoftojë operatorin përkatës të sistemit dhe OST-ja për kontratën e sipërcituar brenda 30 muaj para përfundimit të afatit për transpozim të kësaj rregulloreje.

c) Njoftimi paraqitur nga pronari i sistemit HVDC ose moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC tek operatori i sistemit përkatës dhe OST-ja përkatëse duhet të paktën të tregojë titullin e kontratës, datën e nënshkrimit dhe datën e hyrjes në fuqi dhe specifikimet kryesore të impianteve të gjenerimit ose pajisjeve HVDC që do të ndërtohen, asemblohen ose të blihen.

d) Një Palë Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë mund të parashikojë që në rrethana të caktuara autoriteti rregullator mund të përcaktojë nëse sistemi HVDC ose modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC duhet të konsiderohen një sistem ekzistues ose i ri.

3. Pas një konsultim publik në pajtim me nenin 8 dhe në mënyrë që të adresohen ndryshimet e rëndësishme faktike në rrethana të tilla si zhvillimi i kërkesave të sistemit, duke përfshirë futjen e burimeve të ripërtëritshme të energjisë, rrjetet e zgjuara, distribuimin e prodhimit ose përgjigjen e kërkesës, OST-ja relevante mund të propozojë tek autoriteti rregullator përkatës shtrirjen e zbatimit të kësaj Rregulloreje në sistemet ekzistuese HVDC dhe / ose modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC. Për këtë qëllim një analizë sasiore e shëndoshë dhe transparente kosto-përfitim do të kryhet, në përputhje me nenet 65 dhe 66. Analiza duhet të tregojë:

a) Kostot, në lidhje me sistemet ekzistuese HVDC dhe modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC, të kërkuara për respektimin e kësaj rregulloreje;

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

c) Potenciali i masave alternative për të arritur performancën e kërkuar.

4. Para kryerjes së analizave sasiore kosto-përfitim të përmendur në paragrafin 3, OST-ja relevante do të:

² Neni 3 (7), pika (b), nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/04/PHLG-EnC.

- a) Kryejë një krahasim paraprak cilësor të kostove dhe përfitimeve;
- b) Marrë leje nga autoritet rregullatore përkatëse ose, sipas rastit.

5. Autoriteti rregullator përkatës do të vendos për vazhdimin e zbatimit të kësaj Rregulloreje në sistemet ekzistuese HVDC ose modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC brenda gjashtë muajve nga marrja e raportit dhe rekomandimet e rëndësishme nga OST-ja në përputhje me paragrafin 4, të nenit 65. Vendimi i autoritetit rregullator do të behet publik.

6. OST-ja relevante do të marrë parasysh pritshmeritë legjitime të pronarëve të sistemit HVDC dhe moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC, si pjesë e vlerësimit të zbatimit të kësaj Rregulloreje në sistemet ekzistuese HVDC ose modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC.

7. OST-ja relevante mund të vlerësojë zbatimin e disa ose të gjitha dispozitave të kësaj Rregulloreje në sistemet ekzistuese HVDC ose modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC çdo tre vjet në përputhje me kriteret dhe procesin e përcaktuara në paragrafët 3 deri në 5.

Neni 5

Aspektet rregullatore

1. Kërkesat e aplikimit të përgjithshëm që do të krijohet nga operatorët përkatës të sistemit ose OST-ja në bazë të kësaj Rregulloreje do të jetë subjekt i miratimit nga njësia e përcaktuar dhe do të publikohen. Njësia e përcaktuar do të jetë autoriteti rregullator përveç kur parashikohet ndryshe nga Pala Kontraktuese.

2. Për kërkesat specifike në terren që do të krijohen nga operatorët përkatës të sistemit ose OST-ja sipas kësaj Rregulloreje, Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë mund të kërkojnë miratimin e një njësie të përcaktuar.

3. Kur aplikohet kjo Rregullore, Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, subjektet kompetentë dhe operatorët e sistemit do të:

- a) Zbatojnë parimet e proporcionalitetit dhe mosdiskriminimit;
- b) Sigurojnë transparencë;
- c) Zbatojnë parimin e optimizimit ndërmjet efikasitetit më të lartë të përgjithshëm dhe kostos më të ulët totale për të gjitha palët e përfshira;
- d) Respektojnë përgjegjësinë e caktuar për OST-ja përkatëse për të garantuar sigurinë e sistemit, duke përfshirë siç kërkohet nga legjislacioni kombëtar;
- e) Konsultohen me OSSH-të përkatëse dhe do të marrin parasysh ndikimet e mundshme në sistemin e tyre;
- f) Marrin në konsideratë standardet evropiane dhe specifikimet teknike.

4. Operatori i sistemit relevant ose OST-ja duhet të paraqesë një propozim për kërkesat e aplikimit të përgjithshëm, apo metodologjinë e përdorur për të llogaritur ose përcaktuar ato, për miratim nga organi kompetent brenda dy vjetëve nga përfundimi i afatit për transpozim të kësaj rregulloreje.

5. Kur kjo rregullore kërkon që operatori i sistemit përkatës, relevant OST, pronari i sistemit HVDC, modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC dhe / ose operatori i sistemit të shpërndarjes, të kërkojnë marrëveshje, ata do të përpiqen ta bëjnë këtë brenda gjashtë muajve pas një propozim të parë të paraqitur nga njëra palë te pala tjetër. Nëse nuk arrihet një marrëveshje brenda këtij afati kohor, secila palë mund të kërkojë nga autoriteti përkatës rregullator të nxjerrë një vendim brenda gjashtë muajsh.

6. Subjektet kompetentë duhet të marrin vendime për propozimet për kërkesat apo metodologjitë brenda gjashtë muajve pas marrjes së propozimeve të tilla.

7. Nëse operatori i sistemit përkatës ose OST-ja vlerëson që është e nevojshme një ndryshim në kërkesat apo metodologjitë e parashikuara dhe të miratuara sipas paragrafit 1 dhe 2, kërkesat e parashikuara në paragrafët 3 deri në 9 zbatohet për amendamentin e propozuar. Operatorët e sistemit dhe TSO që kanë propozuar një amendament do të marrin parasysh pritshmeritë legjitime, nëse ka, të pronarëve të sistemit HVDC, moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC, prodhuesit të pajisjeve dhe aktorëve të tjerë në bazë të kërkesave ose metodologjive të përcaktuara në fillim apo të rëna dakord.

8. Çdo palë që ka ankesë kundër një operatori sistemi përkatës ose OST-ja në lidhje me detyrimet që ka operatori i sistemit relevant ose OST-ja sipas kësaj Rregulloreje mund të referojë ankesën autoritetit rregullator i cili, duke vepruar si autoritet për zgjidhjen e mosmarrëveshjeve, merr vendim brenda dy muajve pas marrjes së ankesës. Kjo periudhë mund të zgjatet për dy muaj kur kërkohet informacion shtesë nga autoriteti rregullator. Kjo periudhë e zgjatur mund të vazhdohet më tej me miratimin e

ankuesit. Vendimi autoriteti rregullator do të ketë efekt detyrues, përveç dhe përderisa vendimi rrezohet në apel.

9. Kur kërkesat sipas kësaj Rregulloreje duhet të vendosen nga një operatori i sistemit përkatës që nuk është TSO, Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë mund të parashikojnë që OST-ja të jetë përgjegjëse për vendosjen e kërkesave përkatëse.

Neni 6

OST-ja shumëfishe

1. Kur ekziston më shumë se një OST në një Palë Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë, kjo rregullore do të zbatohet për të gjitha ato OST.

2. Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë mundën që nën regjimin kombëtar rregullator, të përcaktojnë se përgjegjësia e OST-së në përputhje me një ose disa ose të gjitha detyrimet sipas kësaj Rregulloreje i caktohet një ose më shumë OST të veçantë.

Neni 7

Mbulimi i kostove

1. Shpenzimet që përballohen nga operatorët e sistemit që i nënshtrohen rregullimit të tarifës së rrjetit dhe që rrjedhin nga detyrimet e përcaktuara në këtë rregullore do të vlerësohen nga autoritetet përkatëse rregullatore. Kostot e vlerësuara si të arsyeshme, efikase dhe proporcionale do të mbulohen përmes tarifave të rrjetit ose mekanizmave të tjera të përshtatshme.

2. Nëse kërkohet nga autoritetet përkatëse rregullatore, operatorët e sistemit të përmendur në paragrafin 1, brenda tre muajve nga paraqitja e kërkesës, do të sigurojnë informacionin e nevojshëm për të lehtësuar vlerësimin e shpenzimeve të kryera.

Neni 8

Konsultimi publik

1. Operatorët e sistemit përkatës dhe OST-ja relevante do të kryejnë konsultime me palët e interesuara, duke përfshirë autoritetet kompetentë të çdo Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, mbi propozimet për të zgjeruar zbatueshmërinë e kësaj Rregulloreje në sistemet ekzistuese HVDC dhe modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC, në përputhje me nenin 4 (3), në raportin e përgatitur në përputhje me nenin 65 (3), dhe analizat kosto-përfitim të ndërmarra në përputhje me nenin 78 (2). Konsultimi duhet të zgjasë të paktën për një periudhë prej një muaji.

2. Operatorët përkatës të sistemit ose OST-ja relevante do të marrin siç duhet parasysh pikëpamjet e palëve të interesit që rrjedhin nga konsultimet para dorëzimit të projektpropozimit ose raportit ose analizën kosto-përfitim për miratim nga autoriteti rregullator. Në të gjitha rastet, një justifikim i shëndoshë për të përfshirë ose jo pikëpamjet e palëve të interesuara, do të sigurohet dhe do të publikohet në kohën e duhur para, ose njëkohësisht me publikimin e propozimit.

Neni 9

Përfshirja e grupeve të interesit

1. ECRB, në bashkëpunim të ngushtë me ENTSO për energjinë elektrike, organizon përfshirjen e palëve të interesuara në lidhje me kërkesat për lidhje me rrjetin të sistemeve HVDC dhe modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC, si dhe aspekte të tjera të zbatimit të kësaj rregulloreje. Kjo do të përfshijë takime të rregullta me palët e interesuara për të identifikuar problemet dhe për të propozuar përmirësime që lidhen kryesisht me kërkesat për lidhje me rrjetin të sistemeve HVDC dhe modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC.

Neni 10

Detyrimet e konfidencialitetit

1. Çdo informacion konfidencial i marrë, shkëmbyer ose i transmetuar në bazë të kësaj Rregulloreje do të jetë subjekt i kushteve të sekretit profesional të përcaktuara në paragrafët 2, 3 dhe 4.

2. Detyrimi i sekretit profesional do të zbatohet për çdo person, autoritetet rregullatore apo subjektet që i nënshtrohen dispozitave të kësaj Rregulloreje.

3. Informacioni konfidencial i marrë nga personat, autoritetet rregullatore apo subjektet e përmendura në paragrafin 2 në rrjedhën e detyrave të tyre nuk mund të jepen për çdo person ose autoritet tjetër, pa rënë ndesh me rastet e mbuluara nga ligji kombëtar, dispozitat e tjera të kësaj Rregulloreje ose ndonjë ligji tjetër relevant.

4. Pa cenuar rastet e mbuluara nga ligji kombëtar apo të Komuniteti i Energjisë, 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.

KREU II KËRKESA TË PËRGJITHSHME PËR LIDHJET HVDC

KAPITULLI 1

KËRKESAT PËR KONTROLLIN E FUQISË AKTIVE DHE MBËSHTETJEN E FREKUENCËS

Neni 11

Diapazonet e frekuencës

1. Një sistem HVDC duhet të jetë i aftë për të qëndruar i lidhur me rrjetin dhe duke mbetur në përdorim brenda kufijve të frekuencave dhe afateve të përcaktuara në tabelën 1, shtojca I për diapazonet e fuqisë së qarkut të shkurtër, siç specifikohet në nenin 32 (2).

2. OST-ja dhe pronari i sistemit relevant HVDC mund të bien dakord për diapazonë më të gjerë të frekuencave apo kohë minimale më të gjata funksionimit e nëse është e nevojshme për të ruajtur ose për të rivendosur sigurinë e sistemit. Nëse këto janë ekonomikisht dhe teknikisht të realizueshme, pronari i sistemit HVDC nuk do të refuzojë dhënien e pëlqimit në mënyrë të paarsyeshme.

3. Pa cenuar paragrafin 1, një sistem HVDC do të jetë në gjendje për shkyçje automatike në frekuenca të përcaktuara nga OST-ja përkatëse.

4. OST-ja relevante mund të specifikojë një reduktim të pranueshëm maksimal të output të fuqisë aktive nga pika e saj e operimit në qoftë se frekuenca e sistemit bie nën 49 Hz.

Neni 12

Aftësia përballuese e shkallës së ndryshimit të frekuencave

1. Një sistem HVDC duhet të jetë i aftë për të qëndruar i lidhur me rrjetin dhe i operueshme në qoftë se frekuenca e rrjetit ndryshon me një normë midis -2.5 dhe $+2.5$ Hz/s (matur në çdo moment në kohë, si një mesatare e shkallës së ndryshimit të frekuencës për 1s e mëparshme).

Neni 13

Kontrolli i fuqisë aktive, dipazoni i kontrollit dhe shkalla ramping (ndryshueshmërisë lineare)

1. Në lidhje me aftësinë e kontrollit të fuqisë aktive të transmetuar:

a) Një sistem HVDC do të jetë në gjendje të rregullojë fuqinë aktive të transmetuar deri në kapacitetin e saj maksimal të transmetimit të fuqisë aktive në çdo drejtim sipas udhëzimit nga OST-ja përkatëse. OST-ja relevante:

(i) mund të përcaktojë një madhësi maksimale dhe minimale hapi të fuqisë për të rregulluar fuqinë aktive të transmetuar;

(ii) mund të përcaktojë një kapacitet minimal të transmetimit të HVDC të fuqisë aktive për çdo drejtim, nën të cilin aftësia e transmetimit të fuqisë aktive nuk kërkohet; dhe

(iii) do të specifikojë vonesë maksimale në të cilën sistemi HVDC do të jetë i aftë për të rregulluar fuqinë aktive të transmetuar pas marrjes së kërkesës nga OST-ja përkatëse.

b) OST-ja përkatëse do të përcaktojë si një sistem HVDC do të jetë i aftë të modifikojë injektimin e fuqisë aktive të transmetuar në rast të çrregullimeve në një ose më shumë prej rrjetë AC me të cilët është lidhur. Nëse vonesa e parë para fillimit të ndryshimit është më i madh se 10 milisekonda nga marrja e sinjalit të veprimit i dërguar nga OST-ja përkatëse, do të justifikohet në mënyrë të arsyeshme nga ana e pronarit të sistemit HVDC për OST-në përkatëse.

c) OST-ja përkatëse mund të specifikojë që një sistem HVDC të jetë i aftë për ndryshim/këmbim të shpejtë të fuqisë aktive. Këmbimi i fuqisë do të jetë i mundur nga kapaciteti maksimal i transmetimit të

fuqisë aktive në një drejtim me kapacitetin maksimal të transmetimit të fuqisë aktive në drejtim tjetër sa më shpejtë të jetë e mundshme teknikisht dhe e arsyetuar si duhet nga pronari i sistemit HVDC për OST-ja përkatëse nëse është më i madh se 2 sekonda.

d) Për sistemet HVDC që lidhin zona të ndryshme kontrolli apo zonat sinkron, sistemi HVDC do të jetë i pajisur me funksione të kontrollit që mundësojnë OST-në përkatëse për të modifikuar fuqinë aktive të transmetuar me qëllim të balancimit ndërkuftar.

2. Një sistem HVDC duhet të jetë i aftë për të rregulluar normën e ramping (ndryshueshmërisë lineare) të variacioneve të fuqisë aktive brenda aftësive të saj teknike në përputhje me udhëzimet e dërguara nga OST-ja përkatëse. Në rast të ndryshimit të fuqisë aktive sipas pikave (b) dhe (c) të paragrafit 1, nuk do të ketë rregullim të shkallës së ramping (ndryshueshmërisë lineare).

3. Nëse është specifikuar nga OST-ja përkatëse, në bashkëpunim me OST-të fqinje, funksionet e kontrollit të sistemit HVDC do të jetë në gjendje të ndërmarrin veprime korigjuese automatike, duke përfshirë, por pa u kufizuar në, ndalimin e ramping (ndryshueshmërisë lineare) dhe bllokimin e FSM-së, LFSM-O, LFSM-U dhe kontrollin e frekuencave. Kriteret e veprimit dhe bllokimit do të përcaktohen nga OST-ja përkatëse dhe i nënshtrohen njoftimit të autoritetit rregullator. Modalitetet e këtij njoftimi do të përcaktohen në përputhje me kuadrin rregullator kombëtar në fuqi.

Neni 14

Inercia sintetike

1. Në qoftë se përcaktohet nga OST-ja përkatëse, një sistem HVDC duhet të jetë i aftë për të siguruar inerci sintetike në përgjigje të ndryshimeve të frekuencave që aktivizohen në regjimet e ulëta dhe / ose të larta të frekuencave duke rregulluar me shpejtësi fuqinë aktive të injektuar ose tërhequr nga rrjeti AC në mënyrë për të kufizuar shkallën e ndryshimit të frekuencës. Kërkesa të paktën do të marrë parasysh rezultatet e studimeve të ndërmarrura nga OST-ja për të identifikuar nëse ekziston nevoja për të përcaktuar inerci minimale.

2. Parimi i këtij sistemi kontrolli dhe parametrat që lidhen me performancën do të dakordohen ndërmjet OST-së përkatëse dhe pronarit të sistemit HVDC.

Neni 15

Kërkesa në lidhje me gjendjen e ndryshueshmërisë së frekuencës, ndryshueshmërisë së kufizuar të frekuencës-mbifrekuencat dhe ndryshueshmërisë së kufizuar të frekuencës-nënfrekuenca

1. Kërkesat që aplikohen për gjendjet në fjale paraqiten në shtojcën II.

Neni 16

Kontrolli i frekuencës

1. Nëse është specifikuar nga OST-ja përkatëse, një sistem HVDC duhet të pajisen me një sistem kontrolli të pavarur të rregullimit të fuqisë aktive stacionit të konvertimit të HVDC në varësi nga frekuencat në të gjitha pikat e lidhjes së sistemit HVDC me qëllim të ruajtjes së frekuencës së qëndrueshme të sistemit.

2. OST-ja relevante duhet të specifikojë parimin operativ, parametrat që lidhen me performancën dhe kriteret e aktivizimit të kontrollit të frekuencave të përmendur në paragrafin 1.

Neni 17

Humbja maksimale e fuqisë aktive

1. Një sistem HVDC duhet të jetë konfiguruar në mënyrë të tillë që humbja e injektimit të fuqisë aktive në një zonë sinkron do të jetë i kufizuar në një vlerë të caktuar nga OST-të relevante për zonën e tyre përkatëse rregullimit fuqi-frekuencë, bazuar në ndikimin e sistemit HVDC në sistemin e energjisë.

2. Kur një sistem HVDC lidh dy ose më shumë zona kontrolli, OST-ja përkatëse do të konsultohen me njëri-tjetrin në mënyrë që të vendosin një vlerë të koordinuar të humbjes maksimale të injektimit të fuqisë aktive, siç referohet në paragrafin 1, duke marrë parasysh dështimet e zakonshme.

KAPITULLI 2
KËRKESAT PËR KONTROLLIN E FUQISË REAKTIVE DHE MBËSHTETJA
NDAJ TENSIONIT

Neni 18

Diapazonet e tensionit

1. Pa rënë ndesh me nenin 25, një stacion konvertimi HVDC duhet të jetë i aftë për të qëndruar i lidhur me rrjetin dhe i aftë të operojë për rrymën maksimale të sistemit HVDC, brenda kufijve të tensionit të rrjetit në pikën e lidhjes, e shprehur nga ana e tensionit në pikën e lidhjes e lidhur me referencë 1 pu e tensionit dhe afateve të përcaktuara në tabelat 4 dhe 5, shtojcën III. Krijimi i referencës 1 pu e tensionit do të jetë subjekt koordinimit ndërmjet operatorëve të sistemit fqinje përkatëse.

2. Pronari sistemit HVDC dhe operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, mund të bien dakord për diapazone më të gjera të tensionit apo afate kohore minimale më të gjata për funksionim se ato të përcaktuara në paragrafin 1, në mënyrë që të sigurojnë përdorimin më të mirë të aftësive teknike të një sistemi HVDC nëse është e nevojshme për të ruajtur ose për të rivendosur sigurinë e sistemit. Nëse sa më sipër janë ekonomikisht dhe teknikisht të realizueshme, pronari i sistemit HVDC nuk do të refuzojë dhënien e pëlqimit në mënyrë të paarsyeshme.

3. Stacioni konvertues HVDC do të jetë në gjendje të shkyçe në mënyrë automatike për tensione në pikën e lidhjes të përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse. Termat dhe përcaktimet për shkyçje automatike dakordohen ndërmjet operatorit të sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, dhe pronaret e sistemit HVDC.

4. Për pikat e lidhjes në reference 1 pu e tensionit AC që nuk përfshihen në fushën e përcaktuar në shtojcën III, operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, do të përcaktojë kërkesat e zbatueshme në pikat e lidhjes.

5. Pavarësisht nga dispozitat e paragrafit 1, OST-ja relevante në Moldova dhe Ukrainë duhet, pas konsultimit me OST-ja relevante fqinje, të kërkojnë nga stacionet e konvertimit HVDC të operojnë në diapazonet e tensionit edhe për periudha kohore që zbatohen në zonën sinkronë në Evropën Kontinentale.

Neni 19

Kontributi i qarkut të shkurtër gjatë avarive

1. Në qoftë se përcaktohet nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, një sistem HVDC do të ketë aftësinë për të ofruar avari rryme të shpejtë në një pikë kyçe në rast të avarive simetrike (3-fazore).

2. Kur një sistem HVDC është e nevojshme që të ketë aftësinë e përmendur në paragrafin 1, operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, do të përcaktojë sa më poshtë:

- a) Se si dhe kur një devijim i tensionit duhet të përcaktohet si fund i devijimit të tensionit;
- b) Karakteristikat avarisë së rrymës së shpejtë;
- c) Kohën dhe saktësinë avarisë së rrymës së shpejtë, të cilat mund të përfshijnë disa faza.

3. Operatori i sistemit relevant, në koordinim me OST-në përkatëse, mund të specifikojë një kërkesë për injektim rryme asimetrike në rastin e avarive asimetrike (1-fazë ose 2-faza).

Neni 20

Aftësia e fuqisë reaktive

1. Operatori i sistemit relevant, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, do të specifikojë kërkesat e aftësive të fuqisë reaktive në pikat e lidhjes, në kontekstin e tensionit të ndryshueshëm. Propozimi për këto kërkesa duhet të përfshijë një profil U-Q/P_{max}, brenda kufirit prej të cilave stacioni konvertues HVDC do të jetë i aftë për të siguruar fuqinë reaktive në kapacitetin e saj maksimal të transmetimit të fuqisë aktive.

2. Profili U-Q/P_{max} i referuar në paragrafin 1 do të jenë në përputhje me parimet e mëposhtme:

- a) Profili U-Q/P_{max} nuk duhet të kalojë kurbën e profilit U-Q/P_{max} të përfaqësuar nga kurba e brendshme në figurën e përcaktuar në shtojca IV, dhe nuk ka nevojë të jetë drejtkëndore;
- b) Dimensionet e kurbës të profilit U-Q/P_{max} të respektojnë vlerat e përcaktuara për secilën zonë sinkronë në tabelën e përcaktuar në shtojcën IV, dimensionet e kurbës së profilit U-P/Q_{max} të zbatuar

në Moldavi dhe Ukrainë duhet të korrespondojnë me vlerat e përcaktuara për secilën zonë sinkrone; dhe

c) Pozicioni i kurbës së profilit U-Q/Pmax të shtrihet brenda kufijve të kurbës fikse të jashtme në figurën e përcaktuar në shtojcën IV.

3. Një sistem HVDC do të jenë në gjendje të lëvizin në çdo pikë operative brenda profilit të tij U-Q/Pmax në afatet kohore të përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

4. Kur operojnë në një output të fuqisë aktive nën kapacitetin aktiv maksimal të transmetimit të HVDC ($P < P_{max}$), stacioni HVDC i konvertimit do të jenë në gjendje të veprojnë në çdo pikë të mundshme operative, siç është përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës në koordinim me OST-ja relevante dhe në përputhje me aftësinë e fuqisë reaktive të përcaktuar me profilin e U-Q/Pmax specifikuar në paragrafët 1 deri në 3.

Neni 21

Shkëmbimet e fuqisë reaktive me rrjetin

1. Pronari sistemit HVDC do të sigurojë që fuqia reaktive e stacionit të tij HVDC të konvertimit që shkëmbehet me rrjetin në pikën e lidhjes është e kufizuar në vlerat e përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

2. Variacioni i fuqisë reaktive i shkaktuar nga mënyra e operimit të kontrollit të fuqisë reaktive e stacionit të konvertimit HVDC, të përmendura në nenin 22 (1), nuk do të rezultojë në një hap të tensionit që tejkalon vlerën e lejuar në pikën e kyçjes. Operatori i sistemit, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, duhet të specifikojë këtë vlerën maksimale të tolerueshme të hapit të tensionit.

Neni 22

Mënyra e kontrollit të fuqisë reaktive

1. Një stacioni konvertimi HVDC do të jenë në gjendje të veprojnë në një ose më shumë nga tri mënyrat e kontrollit në vijim, siç është përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse:

- a) Mënyra e rregullimit të tensionit;
- b) Mënyra e kontrollit të fuqisë reaktive;
- c) Mënyra e kontrollit të faktorit të fuqisë.

2. Një stacioni konvertimi HVDC do të jetë në gjendje të veprojnë në mënyra të kontrollit shtesë të përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

3. Për qëllimet e mënyrës së kontrollit të tensionit, çdo stacion konvertimi HVDC duhet të jetë i aftë për të kontribuar në kontrollin e tensionit në pikën e lidhjes duke përdorur aftësitë e tij, duke respektuar nenet 20 dhe 21, në përputhje me karakteristikat e kontrollit të mëposhtme:

a) Një setpoint tensioni në pikën e kyçjes do të specifikohet për të mbuluar një gamë të veçantë operimi, ose në mënyrë të vazhdueshme ose në hapa, nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse;

b) Kontrolli i tensionit mund të operohet me ose pa deadband (interval pandjeshmërie) rreth setpoint e përzgjedhshme në një varg prej zero deri +/- 5% të referencës 1 pu të tensionit të rrjetit. Deadband (interval pandjeshmërisë) do të jetë i rregullueshëm në hapa siç përcaktohet nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse;

c) Pas një ndryshimi të hapit të tensionit, stacioni konvertues HVDC do të jenë në gjendje të:

(i) arrijë 90% të ndryshimit të fuqisë reaktive brenda një kohe të specifikuar nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse. Koha t1 do të jetë në rangun e 0.1–10 sekonda; dhe

(ii) të vendosen në vlerën e përcaktuar nga slope (përkulshmëria) operationale brenda një t2 kohe të specifikuar nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse. Koha t2 do të jetë në rangun e 1–60 sekonda, me një tolerancë të caktuar për gjendje të qëndrueshme të dhënë në% të fuqisë maksimale reaktive.

d) Mënyra e rregullimit të tensionit do të përfshijë aftësinë për të ndryshuar fuqinë reaktive bazuar në një kombinim të një setpoint modifikuar tensioni dhe një komponenti shtesë të udhëzuar të fuqisë

reaktive. Slope (përkulshmëria) do të përcaktohet nga një gamë dhe hapat e përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

4. Në lidhje me mënyrën e kontrollit të fuqisë reaktive, operatori i sistemit përkatës duhet të specifikojë një gamë të fuqisë reaktive në MVar ose në% të fuqisë maksimale reaktive, si dhe saktësinë e saj në pikën e lidhjes, duke përdorur aftësitë e sistemit HVDC, duke respektuar nenet 20 dhe 21.

5. Për qëllimet e mënyrës së kontrollit të faktorit të fuqisë, stacioni konvertues HVDC do të jetë në gjendje të kontrollojë faktorin e fuqisë sipas një objekti/targeti në pikën e lidhjes, duke respektuar nenet 20 dhe 21. Setpoints në dispozicion do të jetë në dispozicion në hapa jo më shumë se një hap maksimumi i lejuar i përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës.

6. Operatori i sistemit në bashkëpunim me OST-në përkatëse duhet të specifikojë çdo pajisje të nevojshme për të mundësuar zgjedhjen në distance të mënyrave të kontrollit dhe setpoints përkatëse.

Neni 23

Prioriteti për kontributin e fuqisë reaktive ose aktive

1. Duke marrë parasysh aftësitë e sistemit HVDC të përcaktuar në përputhje me këtë Rregullore, OST-ja përkatëse do të përcaktojë nëse kontributi i fuqisë aktive apo reaktive do të kenë përparësi gjatë operimit me tension të ulët apo të lartë dhe gjatë avarive për të cilat aftësia e operimit në gjendje avarie është e nevojshme. Nëse prioriteti është dhënë kontributit të fuqisë aktive, sigurimi i tij do të vendoset brenda një kohe nga fillimi i avarisë, i specifikuar nga OST-ja përkatëse.

Neni 24

Cilësia e fuqisë

1. Një pronar i sistemit HVDC do të sigurojë që lidhja e sistemit HVDC me rrjetin nuk rezulton në një nivel të shtrembërim apo luhajtje të tensionit të furnizimit në rrjet, në pikën e lidhjes, duke tejkaluar nivelin e përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës në koordinim me OST-në përkatëse. Procesi për studimet e nevojshme që kryhen dhe të dhënat përkatëse që do të ofrohen nga të gjithë përdoruesit e rrjetit të përfshirë, si dhe veprimet lehtësuese të identifikuar dhe të realizuara, do të jetë në përputhje me procesin në nenin 29.

KAPITULLI 3

KËRKESAT PËR AFTËSI TË OPERIMIT NË AVARI

Neni 25

Aftësia e operimit në avari

1. OST-ja relevante duhet të specifikojë, duke respektuar nenin 18, një profil tension/kohë siç përcaktohet në shtojcën V dhe duke pasur parasysh profilin tension/kohë të specifikuar për modulet e parkut gjenerues në përputhje me Rregullores së EU 2016/631. Ky profil do të zbatohet në pikat e lidhjes për kushtet e avarisë, sipas të cilave stacioni konvertues HVDC do të jetë i aftë për të qëndruar i lidhur me rrjetin dhe duke vazhduar funksionimin e qëndrueshëm pasi sistemi energjetik është stabilizuar pas pastrimit/shuarjes së defektit. Profili tension/kohë do të shprehi një limit të ulët të kursit aktual të tensionit fazë-fazë në nivelin e tensionit të rrjetit në pikën e lidhjes gjatë një avarie simetrike, si një funksion i kohës para, gjatë dhe pas avarisë. Çdo periudhë operimi pas t_{rec2} do të përcaktohet nga OST-ja përkatëse në përputhje me nenin 18.

2. Me kërkesë të pronarit të sistemit HVDC, operatori relevant i sistemit duhet të sigurojë kushtet para avarisë dhe pas avarisë siç parashikohet në nenin 32 në lidhje me:

a) Minimumi i kapacitetit të qarkut të shkurtër paraavarisë në secilën pikë lidhje të shprehur në MVA;

b) Pika e operimit e stacionit konvertues HVDC para avarisë që shprehet si fuqia aktive dhe reaktive në pikën e lidhjes dhe tensionit në pikën e lidhjes; dhe

c) Minimumi i kapacitetit të qark të shkurtër postavari në secilën pikë lidhje të shprehur në MVA.

Vlerat e përgjithshme për kushtet e mësipërme që rrjedhin nga rastet tipike mund të sigurohet nga operatori i sistemit përkatës.

3. Stacioni konvertues HVDC duhet të jetë i aftë për të qëndruar i lidhur me rrjetin dhe të vazhdojë funksionimin e qëndrueshëm kur kursi aktual i tensionit fazë-fazë në nivelin e tensionit të rrjetit në

pikën e lidhjes gjatë një avarie simetrike, duke pasur parasysh kushtet paraavarie dhe postavarie të parashikuara në nenin 32, mbeten mbi kufirin e poshtëm të përcaktuar në figurën në shtojcën V, përveç nëse skema e mbrojtjes për defekte të brendshme kërkon shkyçjen e stacionit konvertues HVDC nga rrjeti. Skemat e mbrojtjes dhe parametrat për defekte të brendshme do të jenë të dizajnuara për të mos rrezikuar performancën e operimit gjatë avarisë.

4. OST-ja relevante mund të specifikojnë tensione (U_{block}) në pikat e lidhjes në kushte të caktuara të rrjetit ku sistemi HVDC lejohet për të bllokuar. Bllokimi d.m.th., me qëndruar i lidhur me rrjetin pa kontribut të fuqisë aktive dhe reaktive për një afat kohor që do të jetë sa më i shkurtër teknikisht i realizueshëm dhe i cili do të dakordohet ndërmjet OST-ja përkatëse dhe pronarit të sistemit HVDC.

5. Në përputhje me nenin 34, mbrojtja nga nëntensioni caktohet nga pronari i sistemit HVDC me aftësi më të gjerë të mundshme teknike të stacionit konvertues HVDC. Operatori i sistemit, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, mund të përcaktojë parametrat më të ngushta në pajtim me nenin 34.

6. OST-ja relevante duhet të përcaktojë aftësitë e operimit gjatë avarisë në rast të avarive asimetrike.

Neni 26

Rivendosja e fuqisë aktive postavari

1. OST-ja relevante duhet të specifikojë madhësinë dhe profilin e kohës së rivendosjes së fuqisë aktive që sistemi HVDC do të jetë i aftë për të siguruar, në përputhje me nenin 25.

Neni 27

Rivendosja e shpejtë nga avaritë DC

1. Sistemet HVDC, duke përfshirë linjat ajrore DC, do të jetë në gjendje të rivendosen shpejt nga avaritë kalimtare brenda sistemit HVDC. Detajet e kësaj aftësie do të jetë subjekt i koordinimit dhe marrëveshjeve në skemat e mbrojtjes dhe parametrat në përputhje me nenin 34.

KAPITULLI 4

KËRKESAT PËR KONTROLLIN

Neni 28

Energjizimi dhe sinkronizimi i stacioneve konvertues HVDC

1. Përveç nëse udhëzohet ndryshe nga operatori i sistemit përkatës, gjatë energjizimi ose sinkronizimit të një stacioni konvertues HVDC në rrjetin AC ose gjatë lidhjes së një stacioni konvertues HVDC të energjizuar në një sistem HVDC, stacioni konvertues HVDC do të ketë aftësinë për të kufizuar çdo ndryshim tensioni në një nivel të gjendjes së qëndrueshme të përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse. Niveli i specifikuar nuk duhet të kalojë 5 për qind të tensionit të parasinkronizimi. Operatori i sistemit, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, duhet të specifikojë magnitudën maksimale, kohëzgjatjen dhe dritaren e matjes të tensioneve kalimtare.

Neni 29

Bashkëveprimi në mes të sistemeve HVDC ose impianteve dhe pajisje të tjera

1. Kur disa stacione konvertues HVDC ose impiante L dhe pajisje të tjera janë në afërsi elektrike, OST-ja përkatëse mund të specifikojë që është e nevojshme një studim me qëllim dhe shtrirje për të treguar se nuk do të ndodhë ndërveprim i kundërt. Nëse ndërveprimi negativ/i kundërt identifikohet, studimet do të identifikojë veprimet e mundshme lehtësuese që do të zbatohen për të siguruar pajtueshmërinë me kërkesat e kësaj rregulloreje.

2. Studimet duhet të kryhen nga pronari i sistemit HVDC që lidhet me pjesëmarrjen e të gjitha palëve të tjera të identifikuar nga OST-ja, si relevante për secilën pikë lidhëse. Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë mund të parashikojnë se përgjegjësia për ndërmarrjen e studimeve në përputhje me këtë nen është e OST-së. Të gjitha palët duhet të informohen për rezultatet e studimeve.

3. Të gjitha palët e identifikuar nga OST-ja përkatëse si relevantë për secilën pikë lidhëse, përfshirë OST përkatëse, do të kontribuojnë në studimet dhe do të sigurojë të gjitha të dhënat përkatëse dhe modele, siç kërkohet në mënyrë të arsyeshme për të përmbushur qëllimet e studimeve.

OST-ja relevante do të mbledhë këto të dhëna dhe kur është e mundur do t'ia kalojë ato palës përgjegjëse për studimet në përputhje me nenin 10.

4. OST-ja përkatëse do të vlerësojë rezultatet e studimeve të bazuara në qëllimin dhe shtrirjen e tyre të përcaktuara në përputhje me paragrafin 1. Nëse është e nevojshme për vlerësimin, OST-ja përkatëse mund të kërkojë nga pronari i sistemit HVDC të kryej studime të mëtejshme në përputhje me fushën dhe shtrirjen e specifikuar në përputhje me paragrafin 1.

5. OST-ja relevante mund të rishikojë ose të përsëris disa ose të gjitha studimet. Pronari i sistemit HVDC siguron për OST-ja përkatëse të gjitha të dhënat relevantë dhe modelet që lejojnë që një studim i tillë të kryhet.

6. Çdo veprim i nevojshëm lehtësues i identifikuar nga studimet e kryera në përputhje me paragrafët 2 deri 5 dhe të shqyrtuara nga OST-ja përkatëse do të ndërmerren nga ana e pronarit të sistemit HVDC si pjesë e lidhjes së stacionit të ri konvertues HVDC.

7. OST-ja relevante mund të përcaktojë nivele kalimtare të performancës lidhur me ngjarjet për sistemin individual HVDC ose kolektivisht në të gjithë sistemet HVDC të ndikuar. Ky specifikim mund të sigurohet për të mbrojtur integritetin e pajisjeve të OST-së dhe të përdoruesve të rrjetit në pajtim me kodin e saj kombëtar.

Neni 30

Aftësia e shuarjes së luhatjeve të fuqisë

1. Sistemi HVDC duhet të jetë i aftë për të kontribuar në shuarjen e luhatjeve të fuqisë në rrjetet e lidhur AC. Sistemi i kontrollit të sistemit HVDC nuk do të zvogëlojë shuarjen e oshilacioneve të fuqisë. OST-ja relevante duhet të specifikojë një diapazon të frekuencave të oshilacioneve që skema e kontrollit do t'i shuajë pozitivisht dhe kushtet e rrjetit kur kjo ndodh, që marrin në konsideratë të paktën studime të vlerësimit të stabilitetit dinamik të ndërmarrja nga OST për të identifikuar kufijtë stabilitetit dhe problemet e mundshme të stabilitetit në sistemet e tyre të transmetimit. Zgjedhja e parametrave të kontrollit do të dakordohet ndërmjet OST-ja përkatëse dhe pronarit të sistemit HVDC.

Neni 31

Aftësia e shuarjes së ndërveprimit nënsikronë rrotulluese

1. Në lidhje me kontrollin e shuarjes së ndërveprimit nënsikronë rrotulluese (SSTI), sistemi HVDC duhet të jenë të aftë për të kontribuar në shuarjen elektrike të frekuencave rrotulluese.

2. OST-ja relevante duhet të specifikojë sasinë e nevojshme të studimeve SSTI dhe të sigurojë parametrat hyrëse, për aq sa është në dispozicion, në lidhje me pajisjet dhe sistemet relevantë dhe kushtet në rrjetin e saj. Studimet SSTI do të sigurohet nga pronari i sistemit HVDC. Studimet do të identifikojë kushtet, nëse ka, ku ekziston SSTI dhe të propozojë çdo procedurë të nevojshme zbutje. Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë mund të parashikojnë se përgjegjësia për ndërmarrjen e studimeve në përputhje me këtë është e OST-së. Të gjitha palët duhet të informohen për rezultatet e studimeve.

3. Të gjitha palët e identifikuar nga OST-ja përkatëse si relevantë për secilën pikë lidhëse, përfshirë OST-në përkatëse, do të kontribuojnë në studimet dhe do të sigurojë të gjitha të dhënat përkatëse dhe modelet, siç kërkohet në mënyrë të arsyeshme për të përmbushur qëllimet e studimeve. OST-ja relevante do të mbledhë këto të dhëna dhe, kur është e mundur, do t'ia kalojë ato palës përgjegjëse për studimet në përputhje me nenin 10.

4. OST-ja përkatëse do të vlerësojë rezultatet e studimeve SSTI. Nëse është e nevojshme për vlerësimin, OST-ja përkatëse mund të kërkojë që pronari i sistemit HVDC të kryej studime të mëtejshme SSTI në përputhje me të njëjtin qëllim dhe masë.

5. OST-ja relevante mund të rishikojë ose të përsërisë studimin. Pronari i sistemit HVDC i siguron OST-ja përkatëse të gjitha të dhënat relevantë dhe modelet që lejojnë që të kryhet një studim i tillë.

6. Çdo veprim i nevojshëm lehtësues i identifikuar nga studimet e kryera në përputhje me paragrafët 2 ose 4, dhe të shqyrtuara nga OST-ja përkatëse, do të ndërmerren nga ana e pronarit të sistemit HVDC si pjesë e lidhjes së stacionit të ri konvertues HVDC.

Neni 32

Karakteristikat e rrjetit

1. Operatori i sistemit relevant duhet të specifikojë dhe të bëjë publike metodën dhe kushtet paraavari dhe pasavari për llogaritjen e të paktën fuqisë minimale dhe maksimale të qarkut të shkurtër në pikat e kyçjes.

2. Sistemi HVDC do të jetë në gjendje të operojnë brenda gamës së karakteristikave të rrjetit dhe qarkut të shkurtër të përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës.

3. Çdo operator i rëndësishëm i sistemit do t'i sigurojë pronarit të sistemit HVDC ekuivalentet e rrjetit që përshkruajnë sjelljen e rrjetit në pikën e lidhjes, duke bërë të mundur që pronarët e sistemit HVDC të projektojnë sistemin e tyre në lidhje me të paktën, por pa u kufizuar në, stabilitetin dinamik dhe harmonik gjatë jetës së sistemit HVDC.

Neni 33

Qëndrueshmëria e sistemit HVDC

1. Sistemi HVDC do të jetë në gjendje për të gjetur pika të qëndrueshme operimi me një ndryshim minimal në fluksin e fuqisë aktive dhe nivelin e tensionit, gjatë dhe pas çdo ndryshim të planifikuar ose të paplanifikuar në sistemin HVDC ose rrjetin AC në të cilin është lidhur. OST-ja relevante do të specifikojë ndryshimet në kushtet e sistemit për të cilat sistemet HVDC do të mbetet në operim të qëndrueshëm.

2. Pronari i sistemit HVDC do të sigurojë që veprimi ose shkyçja e një stacioni konvertues HVDC, si pjesë e ndonjë sistemi multiterminal ose i ndërfutur HVDC, nuk do të rezultojë në procese kalimtare në pikën e lidhjes përtej limiteve të përcaktuara nga OST-ja përkatëse.

3. Sistemi HVDC do të përballojë avaritë kalimtare në linjat HVAC të rrjetit ngjitur ose në afërsi të sistemit HVDC, dhe nuk do të shkaktojë shkëputje nga rrjeti të ndonjë prej pajisjeve në sistemin HVDC për shkak të kyçjes së përsëritur të linjave në rrjet.

4. Pronari i sistemit HVDC do të sigurojë informacion për operatorin e sistemit përkatës në lidhje me elasticitetin e sistemit HVDC nga çrregullimet e sistemit AC.

KAPITULLI 5

KËRKESAT PËR PAJISJET E MBROJTJES DHE PARAMETRAT

Neni 34

Skemat elektrike e mbrojtjes dhe parametrat

1. Operatori i sistemit relevant duhet të specifikojë, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, skemat dhe parametrat e nevojshme për të mbrojtur rrjetin duke marrë parasysh karakteristikat e sistemit HVDC. Skemat e mbrojtjes përkatëse për sistemin HVDC dhe rrjetin, si dhe parametrat relevantë për sistemin HVDC, do të koordinohen dhe dakordohen mes operatorit të sistemit përkatës, OST-ja përkatëse dhe pronarit të sistemit HVDC. Skemat e mbrojtjes dhe parametrat për avaritë e brendshme elektrike duhet të projektohen në mënyrë që të mos rrezikojnë performancën e sistemit HVDC në përputhje me këtë Rregullore.

2. Mbrojtja elektrike e sistemit HVDC do të ketë përparësi ndaj kontrolleve operative duke marrë në konsideratë sigurinë e sistemit, shëndetin dhe sigurinë e personelit dhe zbutjen e dëmtimit të sistemit HVDC.

3. Çdo ndryshim në skemat e mbrojtjes ose parametrat e tyre përkatëse në sistemin HVDC dhe rrjet dakordohen ndërmjet operatorit të sistemit përkatës, OST-ja përkatëse dhe pronarit të sistemit HVDC para se të implementohet nga pronari i sistemit HVDC.

Neni 35

Renditja prioritare e mbrojtjes dhe kontrollit

1. Një skemë e kontrollit, e përcaktuar nga ana e pronarit të sistemit HVDC e përbërë nga mënyra të ndryshme të kontrollit, duke përfshirë parametrat e parametrave të caktuara, do të koordinohet dhe dakordohet ndërmjet OST-së përkatëse, operatorit të sistemit përkatës dhe pronarit të sistemit HVDC.

2. Në lidhje me renditjen prioritare të mbrojtjes dhe kontrollit, pronari i sistemit HVDC do të organizojë mbrojtjen e saj dhe pajisjet e kontrollit në përputhje me renditjen e mëposhtme prioritare, të listuara në rend të rëndësisë në rënie, përveç nëse specifikohet ndryshe nga OST-ja përkatëse, në koordinim me operatorin përkatës të sistemit:

- a) Mbrojtja e rrjetit dhe sistemit HVDC;
- b) Kontrolli i fuqisë aktive për ndihmë emergjente;
- c) Inercia sintetike, nëse aplikohet;
- d) Veprimet automatike korigjuese të përcaktuara në nenin 13 (3);
- e) LFSM;
- f) FSM dhe kontrolli i frekuencave; dhe
- g) Kufizimi i gradientit të fuqisë.

Neni 36

Ndryshimet në skemat e mbrojtjes dhe kontrollit dhe parametrat

1. Parametrat e llojeve të ndryshme të kontrollit dhe parametrat e mbrojtjes të sistemit HVDC do të mund të ndryshohen në stacionin konvertues HVDC, nëse kërkohet nga operatori i sistemit përkatës ose OST-së përkatëse, dhe në përputhje me paragrafin 3.

2. Çdo ndryshim për skemat apo parametrat të mënyrave të ndryshme të kontrollit dhe mbrojtjes së sistemit HVDC, duke përfshirë edhe procedurën, duhet të koordinohet dhe dakordohet mes operatorit të sistemit përkatës, OST-ja përkatëse dhe pronarit të sistemit HVDC.

3. Mënyrat e kontrollit dhe setpoints të sistemit HVDC do të jetë në gjendje të ndryshohen në distance, siç është përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

KAPITULLI 6

KËRKESAT PËR RESTAURIMIN E SISTEMIT

Neni 37

Black start

1. OST-ja përkatëse mund të marrë një ofertë për aftësinë e startimit nga errësira nga një pronar i sistemit HVDC.

2. Një sistem HVDC me aftësi të startimit nga errësira do të jetë në gjendje, në rast se një stacion konvertues është i energjizuar, për të energjizuar zbarat e nënstacionit AC të cilin një tjetër stacion konvertues është e lidhur, brenda një afati kohor pas ndalimit, i përcaktuar nga OST-ja përkatëse. Sistemi HVDC do të jetë në gjendje të sinkronizohet brenda kufijve të frekuencave të përcaktuara në nenin 11 dhe brenda kufijve të tensionit të përcaktuara nga OST-ja përkatëse ose, siç parashikohet në nenin 18, ku është e aplikushme. Diapazone më të gjera të frekuencave dhe tensionit mund të specifikohen nga OST-ja përkatëse, kur është e nevojshme për të rivendosur sigurinë e sistemit.

3. OST-ja relevante dhe pronari i sistemit HVDC do të bien dakord mbi kapacitetin dhe disponueshmërinë e aftësive të startimit nga errësira dhe procedurat operative.

KREU III

KËRKESAT PËR MODULET E PARKUT GJENERUES TË LIDHUR ME DC DHE STACIONET KONVERTUES HVDC TË LARGËT FUNDORË

KAPITULLI 1

KUSHTET PËR MODULET E PARKUT GJENERUES TË LIDHUR ME DC

Neni 38

Fushëveprimi

1. Kërkesat e aplikueshme për modulet e parkut gjenerues off-shore sipas neneve 13 deri 22 të Rregullores së EU 2016/631 zbatohet për modulet e parkut gjenerues që lidhen me DC që u nënshtrohen kërkesave specifike të parashikuara në nenet 41 deri 45 të kësaj rregulloreje. Këto kërkesa do të zbatohen në pikat e ndërfaqes HVDC të modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC dhe sistemet HVDC. Kategorizimi në nenin 5 të Rregullores së EU 2016/631 zbatohet për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC.

Kërkesat e qëndrueshmërisë ndaj frekuencës

1. Në lidhje me përgjigjen ndaj frekuencës:

a) Një modul i parkut gjenerues i lidhur me DC do të jetë në gjendje të marrë një sinjal të shpejtë nga një pikë lidhëse në zonën sinkron për të cilën është siguruar përgjigja e frekuencës, brenda 0,1 sekondave nga dërgimin në përfundimin e përpunimit të sinjalit për aktivizimin e përgjigjes. Frekuenca duhet të matet në pikën e lidhjes në zonën sinkron për të cilën përgjigja frekuencave është dhënë;

b) Modulet e parkut gjenerues të lidhura me DC me anë të sistemeve HVDC cilat lidhin me më shumë se një zonë kontrolli duhet të jenë të aftë për të dhënë kontroll të koordinuar të frekuencave të përcaktuara nga OST-ja përkatëse.

2. Në lidhje me diapazonet e frekuencave dhe përgjigjet:

a) Një modul i parkut gjenerues i lidhur me DC do të jetë në gjendje të qëndrojë i lidhur rrjetin e stacioneve konvertues HVDC të largët fundore dhe që operon brenda kufijve të frekuencave dhe afateve të përcaktuara në shtojcën VI për sistem nominal 50 Hz. Kur një frekuenca nominale përveç 50 Hz, ose sipas projektit është përdorur një frekuencë e ndryshueshme, objekt i marrëveshjes me OST-në përkatëse, diapazonet e aplikueshme të frekuencave dhe periudha kohore do të përcaktohen nga OST-ja përkatëse duke marrë në konsideratë specifikat e sistemit dhe kërkesat e përcaktuara në shtojcën VI;

b) Diapazone më të gjera të frekuencave apo kohë zgjatje minimale më të gjatë për funksionimin mund të dakordohen mes OST-së përkatëse dhe pronarit të modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC për të siguruar përdorimin më të mirë të aftësive teknike të një moduli të parkut gjenerues të lidhur me DC nëse është e nevojshme për të ruajtur ose për të rivendosur sigurinë e sistemit. Nëse diapazone më të gjera të frekuencave apo kohë minimale më të gjata operimi janë ekonomikisht dhe teknikisht të realizueshme, pronari i modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC nuk do refuzojnë dhënien e pëlqimit në mënyrë të paarsyeshme;

c) Duke respektuar dispozitat e pikës (a) të paragrafit 2, një modul i parkut gjenerues i lidhur me DC do të jetë në gjendje për shkyçje automatike në frekuenca të caktuara, nëse është përcaktuar nga OST-ja përkatëse. Termat dhe përcaktimet për shkyçje automatike dakordohen ndërmjet OST-ja përkatëse dhe pronarit të modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC.

3. Për sa i përket aftësisë së përballimit të shkallës së ndryshimit të frekuencave, një modul i parkut gjenerues i lidhur me DC do të jetë në gjendje të qëndrojë i lidhur me rrjetin e stacioneve konvertues HVDC të largët dhe fundore dhe në operim në qoftë se ndryshimet e frekuencës së sistemit në një normë deri të $\pm 2 \text{ Hz} / \text{s}$ (të matur në çdo moment në kohë, si një mesatare e shkallës së ndryshimit të frekuencës së 1 sek. E mëparshme) në pikën ndërfaqes HVDC të modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC në stacion konvertues HVDC të largët dhe fundore për sistemin nominal 50 Hz.

4. Modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC do të kenë aftësi për regjim të kufizuar të ndjeshmërisë së frekuencës - mbifrekuencat (LFSM-O) në përputhje me nenin 13 (2) të Rregullores së EU 2016/631, në varësi të reagimit të sinjalit të shpejtë siç është specifikuar në paragrafin 1 për sistem nominal 50Hz.

5. Aftësia për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC për të ruajtur fuqinë e vazhdueshme do të përcaktohet në përputhje me nenin 13 (3) të Rregullores së EU 2016/631 për sistemet nominale 50 Hz.

6. Aftësia për kontroll të fuqisë aktive të moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC do të përcaktohet në përputhje me nenin 15 (2) (a) të Rregullores së EU 2016/631 për sistem nominal 50 Hz. Kontrolli manual do të jetë i mundur në rast se pajisjet automatike të kontrollit në distance janë jashtë shërbimit.

7. Aftësia për regjim të kufizuar të ndjeshmërisë së frekuencës - nënfrekuenca (LFSM-U) për një modul të parkut gjenerues të lidhur me DC do të përcaktohet në përputhje me nenin 15 (2) (c) të Rregullores së EU 2016/631, në varësi të reagimit të sinjalit të shpejtë siç përcaktohet në paragrafin 1 për sistemin nominal 50 Hz.

8. Aftësia për regjim të ndjeshme të frekuencës për një modul të parkut gjenerues të lidhur me DC do të përcaktohet në përputhje me nenin 15 (2) (d) të Rregullores së EU 2016/631, që i nënshtrohet një përgjigje të shpejtë të sinjalit siç është përcaktuar në paragrafin 1 për sistemet nominal 50 Hz.

9. Aftësia për restaurimin e frekuencave për një modul të parkut gjenerues të lidhur me DC do të përcaktohet në përputhje me nenin 15 (2) (e) të [RFG NC] për sistemin nominal 50 Hz.

10. Kur një frekuencë konstante nominale përveç 50 Hz, një frekuencë e ndryshueshme apo një sistem tensioni DC është përdorur, në përputhje me marrëveshjen me OST-në përkatëse, aftësitë e renditura në paragrafët 3 deri në 9 dhe parametrat që lidhen me kapacitetet e tilla do të specifikohen nga OST-ja përkatëse.

Neni 40

Fuqia reaktive dhe kërkesat e tensionit

1. Në lidhje me diapazonet e tensionit:

a) Një modul i parkut gjenerues i lidhur me DC do të jetë në gjendje të qëndrojë i lidhur me rrjetin e stacioneve konvertues HVDC të largët fundor dhe që vepron brenda kufijve të tensionit (për njësi), për periudhat kohore të përcaktuara në tabelat 9 dhe 10, shtojca VII. Diapazonet e tensionit të zbatueshme dhe periudhat kohore të specifikuar janë zgjedhur në bazë të referencës 1 pu tensionit;

b) Diapazone më të gjera tensioni apo kohë minimale më të gjatë operimi mund të dakordohen mes operatorit të sistemit përkatës, OST-ja relevante dhe pronarit të modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC për të siguruar përdorimin më të mirë të aftësive teknike të një moduli të parkut gjenerues të lidhur me DC dhe nëse është e nevojshme për të ruajtur ose për të rivendosur sigurinë e sistemit. Nëse diapazone më të gjera të tensionit apo kohë minimale operimi janë ekonomikisht dhe teknikisht të realizueshme, pronari i modulit të parkut gjenerues nuk do refuzojë dhënien e pëlqimit në mënyrë të paarsyeshme;

c) Për modulet e parkut gjenerues të lidhura me DC të cilat kanë një pikë ndërfaqe HVDC në rrjetet e largët dhe fundore të stacionit konvertues HVDC, operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse mund të specifikojë tensionin në pikën e ndërfaqes HVDC në të cilën një modul i parkut gjenerues li lidhur me DC do të jetë në gjendje për shkyçje automatike. Termat dhe përcaktimet për shkyçjen automatike dakordohen ndërmjet operatorit të sistemit përkatës, OST-ja përkatëse dhe pronarit të modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC;

d) Për pikat e ndërfaqes HVDC në tensione AC që nuk përfshihen në fushën e shtojcës VII, operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse specifikon kërkesat e zbatueshme në pikën e lidhjes;

e) Kur janë përdorur frekuenca të ndryshme nga ajo nominale 50 Hz, subjekt i marrëveshjes me OST-në përkatëse, diapazonet e tensionit dhe afatet e përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, do të jenë në proporcion me ato në tabelat 9 dhe 10, shtojca VII.

2. Në lidhje me aftësitë e fuqisë reaktive për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC:

a) Në qoftë se pronari modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC mund të merre një marrëveshje dypalëshe me pronarët e sistemeve HVDC që lidh modulin e parkut gjenerues të lidhur me DC për një pikë e vetme lidhja në një rrjet AC, do të përmbushë të gjitha kërkesat e mëposhtme:

(i) do të ketë aftësinë me impiante të tjera ose pajisje dhe / ose software, për të përmbushur kapacitetet e fuqisë reaktive të përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, sipas pikës (b), dhe kjo duhet ose:

- të garantojë aftësi të fuqisë reaktive për disa ose të gjitha pajisjet e saj, në përputhje me pikën (b) të instaluar tashmë si pjesë e lidhjes së modulit të parkut gjenerues i lidhur me DC në rrjet AC në kohën e lidhjes fillestare dhe komisionimit; ose

- të demonstrojnë për, dhe pastaj të arrijnë marrëveshje me, operatorin e sistemit përkatës dhe OST-ja përkatëse se si aftësia e fuqisë reaktive do të ofrohet kur modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC është i lidhur me më shumë se një pikë të vetme lidhje në rrjetin AC, ose rrjeti AC i largët dhe fundor në rrjetin e stacioneve konvertues HVDC ka ose një tjetër modul të parkut gjenerues të lidhur me DC apo sistem HVDC me një pronar të ndryshëm të lidhur me të. Kjo marrëveshje duhet të përfshijë një kontratë nga pronari modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC (ose çdo pronar të mëvonshëm), që do të financojë dhe të instalojë aftësitë e fuqisë reaktive të kërkuara nga ky nen për modulet e saj të parkut gjenerues në një pikë në kohë të caktuar nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse. Operatori i sistemit relevant, në bashkëpunim me OST-në përkatëse duhet të informojë pronarin e modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC për datën e propozuar të përfundimit të çdo zhvillim të përkushtuar i cili do të kërkojë nga pronari i modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC për të instaluar aftësinë e plotë të fuqisë reaktive.

(iii) operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse do të konsiderojë skedulën e zhvillimit të aftësisë së fuqisë reaktive në modulin e parkut gjenerues të lidhur me DC të specifikuar në

një pikë në kohën me të cilën zhvillohet kjo ndërhyrje për aftësinë reaktive. Koha e zhvillimit do të sigurohet nga pronari i modulit të parkut të energjisë i lidhur me DC në kohën e lidhjes në rrjetin AC.

b) Moduli i parkut gjenerues i lidhur me DC duhet të plotësojë kërkesat e mëposhtme në lidhje me stabilitetin e tensionit ose në kohën e lidhjes, ose më pas, në bazë të marrëveshjes siç referohet në pikën (a):

(i) në lidhje me aftësinë e fuqisë reaktive në kapacitetin maksimal të transmetimit të fuqisë aktive të HVDC, modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC duhet të plotësojnë kërkesat e aftësive të ofrimit të fuqisë reaktive të përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, në kuadër të ndryshimeve të tensionit. Operatori i sistemit relevant duhet të specifikojë një profil U-Q / Pmax që mund të marrë çdo formë me diapazonet në përputhje me tabelën 11, shtojca VII, brenda të cilit moduli i parkut gjenerues i lidhur me DC do të jetë i aftë për të siguruar fuqinë reaktive në kapacitetin maksimal të transmetimit të fuqisë aktive të HVDC. Operatori i sistemit, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, do të marrë parasysh zhvillimin afatgjatë të rrjetit gjatë përcaktimit të këtyre diapazoneve, si dhe kostot e mundshme për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC për të dhënë aftësinë e sigurimit të fuqisë reaktive në tensione të larta dhe konsumin e fuqisë reaktive në tensione të ulëta. Nëse Plani 10-vjeçar Zhvillimor i Sistemit zhvilluar në përputhje me nenin 8 të Rregullores (KE) nr. 714/2009 ose një plani kombëtar i zhvilluar dhe miratuar në përputhje me nenin 22 të direktivës 2009/72 / EC përcakton se një modul i parkut të gjenerimit i lidhur me DC do të lidhet me AC në zonën sinkron, OST-ja përkatëse mund të specifikojë që:

- moduli i parkut gjenerues i lidhur me DC do të ketë aftësitë e përshkruara në nenin 25 (4) të Rregullores së EU 2016/631 për atë zonë sinkronë instaluar në kohën e lidhjes fillestare dhe komisionimit të modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC me rrjetin AC; ose

- pronari i modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC do të demonstrojnë për, dhe pastaj të arrijnë marrëveshje me, operatorin e sistemit përkatës dhe OST-ja përkatëse se si aftësia e fuqisë reaktive të përshkruara në nenin 25 (4) të Rregullores së EU 2016/631 për atë zonë sinkron do të jepet në rast se moduli i parkut gjenerues i lidhur me DC lidhet me AC me zonën sinkron.

(ii) Në lidhje me aftësinë e fuqisë reaktive, operatori relevant i sistemit mund të përcaktojë fuqinë shtesë reaktive që duhet të sigurohet nëse pikëlidhja e një moduli të parkut gjenerues i lidhur me DC nuk është i vendosur as në terminalet e tensionit të lartë të transformatorit ngritës në nivelin e tensionit të pikës së lidhjes, as në terminalet e alternatorit, nëse nuk ekziston ndonjë transformator ngritës. Kjo fuqi shtesë reaktive do të kompensojë kërkesat e fuqisë reaktive të linjës së tensionit të lartë apo kabllor ndërmjet terminaleve të tensionit të lartë të transformatorit ngritës të modulit gjenerues të energjisë sinkron ose terminalet e alternatorit, nëse nuk ekziston ndonjë transformator ngritës dhe pika e lidhjes do të sigurohet nga pronari përgjegjës i kësaj linjë apo kabllor.

3. Në lidhje me prioritetin e kontributit të fuqisë reaktive ose aktive për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC, operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse duhet të specifikojë nëse kontributi i fuqisë aktive apo reaktive ka përparësi gjatë avarive për të cilat është e nevojshme aftësia e operimit gjatë avarisë.

4. Nëse prioriteti është dhënë kontributit të fuqisë aktive, sigurimi i tij do të vendoset brenda një kohe nga fillimi avarisë e përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

Neni 41

Kërkesat e kontrollit

1. Gjatë sinkronizimit të një moduli të parkut të energjisë të lidhur me DC në rrjetin e AC, modul i parkut të energjisë i lidhur me DC do të ketë aftësinë për të kufizuar ndonjë ndryshim të tensionit në një nivel të gjendjes së qëndrueshme të përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës, në koordinim me OST-në përkatëse. Niveli i specifikuar nuk duhet të kalojë 5 për qind të tensionit të parasinkronizimi. Operatori i sistemit, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, duhet të specifikojë magnitudën maksimale, kohëzgjatjen dhe dritaren e matjes së tensionit kalimtar.

2. Moduli i parkut të energjisë të lidhur me DC do të sigurojë sinjale dalëse siç është përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

Neni 42

Karakteristikat e rrjetit

Në lidhje me karakteristikat e rrjetit, për modulet e parkut të energjisë të lidhur me DC do të zbatohen kërkesat në vijim:

a) Çdo operator relevant i sistemit duhet të specifikojë dhe të bëjë publike metodën dhe kushtet para avari dhe pas avari për llogaritjen e fuqisë minimale dhe maksimale të qarkut të shkurtër në pikën e ndërfaqes HVDC;

b) Moduli i parkut të energjisë i lidhur me DC do të jetë i aftë të operojë në mënyrë të qëndrueshme brenda diapazonit min-maks. fuqisë së qarkut të shkurtër dhe karakteristikave të rrjetit të pikës së ndërfaqes HVDC të përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse;

c) Çdo operator relevant sistemi dhe pronari i sistemit HVDC do të sigurojë pronarin e modulit të parkut të energjisë me ekuivalentet e rrjetit që përfaqëson sistemin, duke bërë të mundur që pronarët e modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC të projektojnë sistemin e tyre në lidhje me harmonikat.

Neni 43

Kërkesat e mbrojtjes

1. Skemat elektrike e mbrojtjes dhe parametrat e moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC do të përcaktohet në përputhje me nenin 14 (5) (b) të Rregullores së EU 2016/631, ku rrjeti i referohet rrjetit të zonës sinkron. Skemat e mbrojtjes duhet të jenë të dizajnuara duke marrë parasysh punën e sistemit, specifikat e rrjetit, si dhe specifikat teknike të teknologjisë së modulit të parkut të energjisë dhe të rënë dakord me operatorin e sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

2. Renditja e prioritetit të mbrojtjes dhe kontrollit të moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC do të përcaktohen në përputhje me nenin 14 (5) (c) të Rregullores së EU 2016/631, ku rrjeti i referohet rrjetit të zonës sinkron, dhe në pajtim me operatorin e sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

Neni 44

Cilësia e fuqisë

1. Modulet e parkut të energjisë të lidhur me DC do të sigurojnë që lidhja e tyre me rrjetin nuk rezulton në një nivel të shtrembërim apo luhatjeve të tensionit të furnizimit në rrjet, në pikën e lidhjes, duke tejkaluar nivelin e përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës, në koordinim me OST-në përkatëse. Kontributi i nevojshëm nga përdoruesit e rrjetit në studimet përkatëse, duke përfshirë, por pa u kufizuar në, modulet e parkut të energjisë ekzistuese të lidhur me DC dhe sistemet ekzistuese HVDC, nuk do të refuzohet pa arsye. Procesi për studimet e nevojshme kryhet dhe të dhënat përkatëse që do të ofrohen nga të gjithë përdoruesit e rrjetit të përfshira, si dhe veprimet lehtësuese të identifikuar dhe të realizuara, do të jetë në përputhje me procesin në nenin 29.

Neni 45

Kërkesat e përgjithshme e menaxhimit të sistemit të zbatueshëm për modulet e parkut të energjisë të lidhur me DC

1. Në lidhje me kërkesat e përgjithshme të menaxhimit të sistemit, nenet 14 (5), 15 (6) dhe 16 (4) të Rregullores së EU 2016/631 do të zbatohen për çdo modul të parkut të energjisë të lidhur me DC.

KAPITULLI 2

KËRKESAT PËR STACIONET KONVERTUESE HVDC TË LARGËTA DHE FUNDORË

Neni 46

Fushëveprimi

1. Kërkesat e neneve 11 deri 39 zbatohen për stacionet konvertues HVDC të largët dhe fundore, që u nënshtrohen kërkesave specifike të parashikuara në nenet 47 deri në 50.

Neni 47

Kërkesat e stabilitetit të frekuencës

1. Kur një frekuencë nominale përveç 50 Hz, ose një frekuencë e ndryshueshme sipas dizajnit përdoret në rrjetin që lidh modulet e parkut të energjisë, subjekt i marrëveshjes me OST-në përkatëse, neni 11 do të zbatohet për stacionet konvertues HVDC të largët dhe fundore me diapazonet frekuencave dhe afatet e përcaktuara nga OST-ja përkatëse, duke marrë në konsideratë specifikat e sistemit dhe kërkesat e aplikueshme të përcaktuara në shtojcën I.

2. Në lidhje me përgjigjen e frekuencave, pronaret e stacionit konvertues HVDC dhe modulit të parkut të energjisë do të bien dakord për modalitetet teknike të komunikimit të shpejtë të sinjalit në përputhje me nenin 39 (1). Kur OST-ja relevante kërkon, sistemi HVDC duhet të jetë i aftë për të siguruar frekuencën e rrjetit në pikën e lidhjes, si një sinjal. Për një sistem HVDC që lidh një modul të parkut gjenerues përshtatja e përgjigjes së frekuencës së fuqisë aktive do të jetë i kufizuar nga aftësia e moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC.

Neni 48

Fuqia reaktive dhe kërkesat e tensionit

1. Në lidhje me diapazonet e tensionit:

a) Një stacion konvertues HVDC i largët fundor do të jetë në gjendje të qëndroj i lidhur me rrjetin e stacioneve konvertues HVDC të largët dhe fundore dhe që vepron brenda kufijve të tensionit (për njësi) dhe periudhave kohore të specifikuar në tabelat 12 dhe 13, shtojca VIII. Diapazonet e zbatueshme të tensionit dhe periudhat kohore të specifikuara janë zgjedhur në bazë të referencës 1 pu e tensionit;

b) Diapazone më të gjera tensioni apo kohë minimale më të gjatë për operim mund të dakordohen ndërmjet operatorit të sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, dhe pronarin e modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC në përputhje me nenin 40;

c) Për pikat e ndërfaqes HVDC në tensione AC që nuk përfshihen në fushën e tabelës 12 dhe tabelës 13, shtojca VIII, operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse duhet të specifikojë kërkesat e zbatueshme në pikat e lidhjes;

d) Kur përdoren frekuencë të ndryshme nga nominale 50 Hz, subjekt i marrëveshjes nga ana e OST-së përkatëse, diapazonet e tensionit dhe afatet e përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, do të jetë në proporcion me ato në shtojcën VIII.

2. Një stacioni konvertues HVDC i largët dhe fundor duhet të plotësojnë kërkesat e mëposhtme që i referohen stabilitetit të tensionit, në pikat e lidhjes në lidhje me aftësinë e fuqisë reaktive:

a) Operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse duhet të specifikojë kërkesat e aftësisë së sigurimit të fuqisë reaktive për nivele të ndryshme të tensionit. Në këtë mënyrë, operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse duhet të specifikojë një profil U-Q / Pmax të çdo forme dhe brenda kufijve të së cilës stacioni konvertues HVDC do të jetë i aftë për të siguruar fuqinë reaktive në maksimumin e kapacitetit të transmetimit të fuqisë aktive;

b) Profilet U-Q / Pmax do të përcaktohen nga çdo operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse. Profilet U-Q / Pmax do të jenë brenda intervalit të Q / Pmax dhe tensionit të gjendjes së qëndrueshme të specifikuar në tabelën 14, shtojca VIII, dhe pozita e kurbës së profilit U-Q / Pmax do të shtrihet brenda kufijve të kurbës fikse të jashtme të specifikuara në shtojcën IV. Operatori i sistemit, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, do të marrë parasysh zhvillimin afatgjatë të rrjetit, kur përcakton këto diapazone.

Neni 49

Karakteristikat e rrjetit

1. Në lidhje me karakteristikat e rrjetit, pronaret e stacionit konvertues HVDC të largët dhe fundore do të ofrojnë të dhëna të rëndësishme për çdo pronar moduli të parkut të energjisë të lidhur me DC në përputhje me nenin 42.

Neni 50
Cilësia e fuqisë

1. Pronarët e stacioneve konvertues HVDC të largët dhe fundore do të sigurojnë që lidhja e tyre me rrjetin nuk rezulton në një nivel të shtrembërim apo luhatje të tensionit të furnizimit në rrjet, në pikën e lidhjes, duke tejkaluar nivelin e ndarë nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse. Kontributi i nevojshëm nga përdoruesit e rrjetit për studimet e lidhura nuk do të refuzohet pa arsye, duke përfshirë, por pa u kufizuar në, modulet e parkut të energjisë të lidhur me DC dhe sistemet ekzistuese HVDC. Procesi për studimet e nevojshme që kryhen dhe të dhënat përkatëse që do të ofrohen nga të gjithë përdoruesit e rrjetit të përfshirë, si dhe veprimet lehtësuese të identifikuar dhe të zbatuara duhet të jenë në përputhje me procesin e parashikuar në nenin 29.

KREU IV
SHKËMBIMI I INFORMACIONIT DHE KOORDINIMI

Neni 51
Operimi i sistemeve HVDC

1. Në lidhje me operimin, çdo njësi konvertuese HVDC i një sistemi HVDC duhet të pajiset me një kontrollues automatik të aftë për të marrë instruksione nga operatori i sistemit përkatës dhe nga OST-ja përkatëse. Ky kontrollues automatik do të jetë në gjendje të operojë njësitë konvertuese HVDC të sistemit HVDC në mënyrë të koordinuar. Operatori i sistemit relevant duhet të specifikojë hierarkinë e automatikes kontrolluese për njësitë konvertuese HVDC.

2. Kontrolluesi automatik i sistemit HVDC të përmendur në paragrafin 1 do të jetë në gjendje për të dërguar llojet e mëposhtme të sinjaleve për operatorin e sistemit përkatës:

- a) Sinjale operacionale, duke siguruar të paktën sa më poshtë:
 - (i) sinjale fillimi;
 - (ii) matje të tensionit AC dhe DC;
 - (iii) matje të rrymës AC dhe DC;
 - (iv) matjet të fuqisë aktive dhe reaktive në anën AC;
 - (v) matjet e fuqisë DC;
 - (vi) niveli i operimit i njësisë konvertuese HVDC në një tipit konvertuesi HVDC shume-polar;
 - (vii) statusi dhe topologjia e elementeve; dhe
 - (viii) diapazonet e fuqisë aktive të FSM, LFSM-O dhe LFSM-U.
- b) Sinjalet e alarmit, duke siguruar të paktën sa vijon:
 - (i) bllokimin emergjent;
 - (ii) bllokimin e ramp (ndryshueshmërisë lineare);
 - (iii) ndryshim e shpejtë të fuqisë aktive.

3. Kontrolluesi automatik i përmendur në paragrafin 1 duhet të jetë i aftë të marrë lloje e mëposhtme sinjal nga operatori i sistemit përkatës:

- a) Sinjale operacionale, duke marrë të paktën sa më poshtë:
 - (i) komande fillimi;
 - (ii) tarimet të fuqisë aktive;
 - (iii) parametrat e regjimit me ndryshim të frekuencës;
 - (iv) tarimet e fuqisë reaktive, tensionit ose të ngjashme;
 - (v) mënyrat e kontrollit të fuqisë reaktive;
 - (vi) kontroll i shuarjes së luhatjeve të fuqisë aktive; dhe
 - (vii) inercia sintetike.
- b) Sinjalet e alarmit, duke marrë të paktën sa vijon:
 - (i) komandën e bllokimit urgjent;
 - (ii) komandën e bllokimit të ramp (ndryshueshmërisë lineare);
 - (iii) drejtimin e fluksit të fuqisë aktive; dhe
 - (iv) ndryshim e shpejtë të fuqisë aktive.

4. Në lidhje me çdo sinjal, operatori relevant i sistemit mund të përcaktojë cilësinë e sinjalit furnizuar.

Neni 52
Parametrat

1. Parametrat e funksioneve kryesore të kontrollit të një sistemi HVDC dakordohen ndërmjet pronarit të sistemit HVDC dhe operatori të sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse. Parametrat do të zbatohet brenda një hierarkie të tillë kontrolli që bën modifikimin e tyre të jetë i mundur, nëse është e nevojshme. Funksionet kryesore të kontrollit janë të paktën:

- a) Inercia sintetike, nëse është e aplikueshme, siç përmendet në nenet 14 dhe 41;
- b) Regjimet e ndjeshmërisë së frekuencave (FSM, LFSM-O, LFSM-U), referuar në nenet 15, 16 dhe 17;
- c) Kontrollin e frekuencave, nëse është e aplikueshme, të përmendur në nenin 16;
- d) Mënyrat e kontrollin të fuqisë reaktive, nëse është e aplikueshme, siç përmendet në nenin 22;
- e) Aftësia e shuarjes së luhatjeve të fuqisë, referuar nenit 30;
- f) Aftësia e shuarjes së ndërveprimit të nën sinkronizimit rrotullues, referuar nenit 31.

Neni 53
Regjistrimi dhe monitorimi i avarive

1. Sistemi HVDC duhet të pajiset me një strukturë për të siguruar regjistrimin dhe monitorimin e avarive dhe sjelljen dinamik të sistemit të parametrave të mëposhtëm për secilin nga stacionet e saj konvertues HVDC:

- a) Tensionet AC dhe DC;
- b) Rrymat AC dhe DC;
- c) Fuqi aktive;
- d) Fuqi reaktive; dhe
- e) Frekuenca.

2. Operatori i sistemit relevant mund të përcaktojë cilësinë e parametrave të furnizimit të respektuar nga sistemi HVDC, me kusht që është dhënë një njoftim i arsyeshëm paraprak.

3. Veçoritë e pajisjeve të regjistrimit të përmendur në paragrafin 1, duke përfshirë kanalet analoge dhe dixhitale, parametrat, duke përfshirë kriteret e veprimit dhe intervalet e marrjes së mostrave, do të dakordohen midis pronarit të sistemit HVDC, operatorit të sistemit përkatës dhe OST-së përkatëse.

4. Të gjithë pajisjet e monitorimit të sjelljes dinamike të sistemit të do të përfshijë një aktivizim nga luhatjet, e përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse, me qëllim të zbulimit të luhatjeve të fuqisë të pashuara.

5. Objektet për cilësinë e furnizimit dhe monitorimin e sjelljes dinamike të sistemit do të përfshijë opsionet për pronarin e sistemit HVDC dhe operatorin e sistemit përkatës për të hyrë në informacion në mënyrë elektronike. Protokollet e komunikimit për të dhënat e regjistruara do të dakordohen midis pronarit të sistemit HVDC, operatorit të sistemit përkatës dhe OST-së përkatëse.

Neni 54
Modelet e simulimit

1. Operatori i sistemit në bashkëpunim me OST-në përkatëse mund të specifikojë se një pronar sistemi HVDC ofron modele të simulimit, të cilat duhet të reflektojnë sjelljen e sistemit HVDC në gjendje të qëndrueshme, simulime dinamike (komponent themelor i frekuencës) dhe në simulimet kalimtare elektromagnetike. Formatit në të cilin modele do të sigurohen dhe sigurimi i dokumentacionit të strukturës së modeleve dhe diagramet bllok do të përcaktohen nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse.

2. Për qëllim të simulimeve dinamike, modelet e dhëna duhet të përmbajnë të paktën, por pa u kufizuar në nënmodelet e mëposhtme, varësisht nga ekzistenca e komponentëve të përmendura:

- a) Modelet e njësisë së konvertimit HVDC;
- b) Modelet e komponentëve AC;
- c) Modelet e rrjetit DC;
- d) Kontrolli i tensionit dhe fuqisë;

e) Karakteristikat e kontrollit të veçantë nëse është e aplikueshme, p.sh., shuarja e luhatjeve të fuqisë (POD), kontrolli i bashkëveprimit nën sinkron rrotullues (SSTI);

f) Kontrolli multiterminal, nëse aplikohet;

g) Modelet e mbrojtjes së sistemit HVDC siç është rënë dakord mes OST-ja përkatëse dhe pronarit të sistemit HVDC.

3. Pronari sistemi HVDC verifikon modelet kundrejt rezultateve të testeve të përputhshmërisë të kryera në bazë të kreut VI dhe një raport i këtij verifikimi do të dorëzohet në OST-në përkatëse. Modelet më pas do të përdoren për të verifikuar përputhshmërinë me kërkesat e kësaj rregulloreje, duke përfshirë, por pa u kufizuar në, simulime të pajtueshmërisë siç parashikohet në kreun VI dhe të përdorura në studimet për vlerësimin e vazhdueshëm në planifikimin dhe operimin e sistemit.

4. Një pronar i sistemit HVDC duhet të paraqesë regjistrimet e sistemit HVDC tek operatori i sistemit përkatës ose OST-ja përkatëse nëse kërkohet për të krahasuar reagimin e modeleve me këto regjistrime.

5. Një pronari i sistemit HVDC do të japë një model të njëjtë të sistemit të kontrollit, kur ndërveprime negative të kontrollit mund të rezultojnë me stacionet konvertuese HVDC dhe lidhje të tjera në afërsi elektrike, nëse kërkohet nga operatori i sistemit përkatës apo OST-ja relevante. Modeli ekuivalent duhet të përmbajë të gjitha të dhënat e nevojshme për simulime realistë të ndërveprimeve negative të kontrollit.

KREU V PROCEDURA OPERATIVE E NJOFTIMIT PËR LIDHJE

KAPITULLI 1 LIDHJA SISTEMEVE TË REJA HVDC

Neni 55

Dispozita të përgjithshme

1. Pronari i sistemit HVDC do të demonstrojë tek operatori i sistemit përkatës se është në përputhje me kërkesat e përcaktuara në kreun II deri kreun IV në pikën përkatëse të lidhjes duke plotësuar me sukses procedurën e njoftimit operativ për lidhjen e sistemit HVDC siç përshkruhet në nenet 56 deri 59.

2. Operatori i sistemit relevant duhet të specifikojë çdo dispozitë të hollësishme të procedurës së njoftimit operativ dhe të vere të dhënat në dispozicion të publikut.

3. Procedura operative e njoftimit për lidhje për çdo sistem të ri HVDC përbëhet nga:

- a) Njoftimi operativ i energjizimit (EON);
- b) Njoftimi i përkohshëm operativ (ION); dhe
- c) Njoftimin final operacional (FON).

Neni 56

EON për sistemet HVDC

1. EON i jep të drejtë pronarit të sistemit HVDC për të aktivizuar rrjetin e tij të brendshëm dhe pajisjet ndihmese dhe të lidhe atë me rrjetin në pikat e saj të përcaktuara të lidhjes.

2. Një EON do të lëshohet nga operatori i sistemit përkatës, në varësi të përfundimit të përgatitjes dhe plotësimit të kërkesave të përcaktuara nga operatori i sistemit përkatës në procedurat përkatëse operationale. Kjo përgatitje do të përfshijë marrëveshjen për parametrat e mbrojtjes dhe kontrollit relevantë për pikat e lidhjes në mes operatorit të sistemit përkatës dhe pronarit të sistemit HVDC.

Neni 57

ION për sistemet HVDC

1. ION i jep të drejtë një pronar të sistemit HVDC ose pronarit të njësisë konvertuese HVDC për të operuar sistemin HVDC ose njësinë konvertuese HVDC duke përdorur lidhjet e rrjetit të specifikuar për pikat e lidhjes për një periudhë të kufizuar kohore.

2. Një ION lëshohet nga operatori i sistemit në përfundim të procesit të shqyrtimit të të dhënave dhe të studimit.

3. Për qëllim të përfundimit të të dhënave dhe rishikimit të studimit, pronari i sistemit HVDC ose pronari i njësisë konvertuese do të ofrojë në vijim në bazë të kërkesës nga operatori i sistemit përkatës:

- a) Deklaratë të detajuar të pajtueshmërisë;
- b) Të dhënat e detajuara teknike të sistemit HVDC me rëndësi për lidhjen e rrjetit, që është përcaktuar në lidhje me pikat e lidhjes, siç është përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës, në bashkëpunim me OST-në përkatëse;
- c) Certifikatat e pajisjeve të sistemeve HVDC ose njësisë konvertuese HVDC, ku këto janë të mbështetura si pjesë e provave të pajtueshmërisë;
- d) Modelet e simulimit ose një kopje e sistemit të kontrollit siç është specifikuar në nenin 54 dhe nga operatori i sistemit përkatës në koordinim me OST-në përkatëse;
- e) Studimet që demonstronin gjendjen e qëndrueshme të pritshme dhe performancën dinamike siç kërkohet nga kreu II, III dhe IV;
- f) Të dhënat e testeve për qëllim të pajtueshmërisë sipas nenit 70;
- g) Detajet e metodës praktik të kryerjes së testeve të pajtueshmërisë sipas kreut VI.

4. Përveç kur zbatohet paragrafi 5, periudha maksimale për pronarin e sistemit HVDC ose pronarin e njësisë konvertuese HVDC që mbetet në statusin ION nuk duhet të tejkalojë njëzet e katër muaj. Operatori i sistemit mund të specifikojë një periudhë më të shkurtër të vlefshmërisë së ION. Periudha e vlefshmërisë ION i njoftohet autoriteti rregullator në përputhje me kuadrin rregullator kombëtar në fuqi. Zgjatja e ION do të jepet vetëm nëse pronari i sistemit HVDC demonstron përparim të konsiderueshëm drejt përputhshmërisë së plotë. Në kohën e zgjatjes së ION, çështjet e pazgjidhura duhet të identifikohen qartë.

5. Periudha maksimale për një pronar të sistemit HVDC ose pronar të njësisë konvertuese që mbetet në statusin ION mund të zgjatet përtej 24 muaj me kërkesë për një derogim të bërë tek operatori i sistemit përkatës në përputhje me procedurën në kreun VII. Kërkesa duhet të bëhet para skadimit të periudhës njëzet e katër muaj.

Neni 58

FON për sistemet HVDC

1. Një FON i jep të drejtë një pronari sistemi HVDC për të operuar sistemin HVDC ose njësinë e konvertimit HVDC duke përdorur pikat e lidhjes të rrjetit.

2. FON do të lëshohet nga operatori i sistemit përkatës pas eliminimit paraprak të të gjitha papajtueshmërive të identifikuar me qëllim të statusit ION dhe subjekt i përfundimit të procesit të shqyrtimit të të dhënave dhe të studimit.

3. Për qëllim të përfundimit të rishikimit të të dhënave dhe studimit, pronari i sistemit HVDC siguron në vijim në bazë të kërkesës nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse:

- a) Deklaratë të detajuar të pajtueshmërisë; dhe
- b) Përditësim të të dhënave të aplikueshme teknike, modeleve të simulimit, një kopje të sistemit të kontrollit dhe studimet siç referohet në nenin 57, duke përfshirë edhe përdorimin e vlerave aktuale të matura gjatë testimit.

4. Në rast të papajtueshmërisë të identifikuar me qëllim të dhënies së FON, një derogim mund të lejohet me kërkesë të operatorit të sistemit përkatës, në përputhje me nenet 77 dhe 78. Një FON do të lëshohet nga operatori i sistemit përkatës, nëse sistemi HVDC është në përputhje me dispozitat e derogimit. Kur një kërkesë për një derogim refuzohet, operatori i sistemit përkatës ka të drejtë të refuzojë funksionimin e sistemit HVDC ose njësisë së konvertimit HVDC, kërkesa e pronarit të së cilës për një derogim u refuzua, derisa pronarit të sistemit HVDC dhe operatori i sistemit përkatës të ketë zgjidhur papajtueshmërinë dhe operatori i sistemit përkatës konsideron se sistemi HVDC është në përputhje me dispozitat e kësaj rregulloreje.

Nëse operatori relevant i sistemit dhe pronari i sistemit HVDC nuk zgjidhin papajtueshmërinë brenda një afati të arsyeshëm, por në çdo rast jo më vonë se gjashtë muaj pas njoftimit për refuzimin e kërkesës për derogim, secila palë mund t'ia referojë çështjen për vendim tek autoriteti rregullator.

Njoftimi i kufizuar operacional për sistemet HVDC / derogimet

1. Pronarët e sistemit HVDC të cilit një FON i është dhënë njofton operatorin përkatës të sistemit menjëherë në rrethanat e mëposhtme:

a) Sistemi HVDC është përkohësisht ose i nënshtrohet një modifikim ose humbje të aftësive të konsiderueshme, për shkak të implementimit të një ose më shumë modifikimeve të rëndësishme në punën e saj; ose

b) Në rast të dështimeve të pajisjeve që çojnë në mosrespektimin e disa kërkesave përkatëse.

2. Pronari i sistemit HVDC aplikon tek operatori i sistemit përkatës për një njoftim të kufizuar operacional (LON) në qoftë se pronari i sistemit HVDC në mënyre të arsyeshme pret që rrethanat e detajuara në paragrafin 1 të vazhdojnë për më shumë se tre muaj.

3. LON lëshohet nga operatori i sistemit përkatës me një identifikim të qartë të:

a) Çështjes së pazgjidhur që justifikojnë dhënien e LON;

b) Përgjegjësitë dhe afatet kohore për zgjidhjen e pritshme; dhe

c) Një periudhë maksimale vlefshmërie e cila nuk duhet të kalojë 12 muaj. Periudha fillestare e dhënë mund të jetë më e shkurtër me mundësi për zgjatjen nëse provat sipas kërkesës së operatorit të sistemit përkatës provojnë është bërë përparimi substancial drejt arritjes së pajtueshmëri së plotë.

4. FON pezullohet gjatë periudhës së vlefshmërisë së LON në lidhje me subjektet për të cilat LON është lëshuar.

5. Një zgjatje e mëtejshme e afatit të vlefshmërisë së LON mund të jepet sipas kërkesës për një derogim të bërë tek operatori i sistemit përkatës para skadimit të kësaj periudhe, në përputhje me nenet 77 dhe 78.

6. Operatori i sistemit relevant mund të refuzojë funksionimin e sistemit HVDC nëse LON përfundon dhe rrethanat që shkaktuan atë mbeten të pandryshuara. Në një rast të tillë FON do të jetë automatikisht e pavlefshme.

7. Nëse operatori relevant i sistemit nuk jep një zgjatje të periudhës së vlefshmërisë së LON në përputhje me paragrafin 5 ose në qoftë se refuzon të lejojë funksionimin e sistemit HVDC kur LON nuk është më i vlefshëm në përputhje me paragrafin 6, pronari i sistemit HVDC mund t'ia referojë çështjen për vendim autoritetit rregullator brenda gjashtë muajve pas njoftimit të vendimit të operatorit të sistemit përkatës.

KAPITULLI 2**LIDHJA E MODULEVE TË REJA TË PARKUT GJENERUES TË LIDHUR ME DC****Dispozita të përgjithshme**

1. Dispozitat e këtij kapitulli do të zbatohen vetëm për lidhjen e moduleve të reja të parkut gjenerues të lidhur me DC.

2. Pronari i moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC duhet të demonstrojë për Operatorin e Sistemit përkatës përputhshmërinë e tij me kërkesat e përmendura në kreun III në pikat përkatëse të lidhjes me përfundimin me sukses të procedurës së njoftimit operacional për lidhjen e moduleve të parkut gjenerues të lidhur me DC në përputhje me nenin 61 deri në 66.

3. Operatori i sistemit përkatës do të specifikojë detaje të mëtejshme të procedurës së njoftimit operacional dhe do t'i bëjë këto të dhëna publikisht të disponueshme.

4. Procedura e njoftimit operacional për lidhje për çdo modul të ri të parkut gjenerues të lidhur me DC duhet të përfshijë:

a) Njoftimin operativ të energjizimit (EON); dhe

b) Njoftimin e përkohshëm operativ (ION); dhe

c) Njoftimin përfundimtar operativ (FON).

EON për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC

1. Një EON i jep të drejtë pronarit të një moduli të parkut gjenerues të lidhur me DC për të aktivizuar/energjuar rrjetin e brendshëm dhe sistemet ndihmëse duke përdorur lidhjen e rrjetit që është caktuar nga pikat e lidhjes.

2. Një EON do të lëshohet nga operatori i sistemit përkatës, në varësi të përfundimit të përgatitjes, duke përfshirë marrëveshjen mbi parametrat e mbrojtjes dhe kontrollit relevantë për pikat e lidhjes në mes operatorit të sistemit përkatës dhe modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC.

Neni 62

ION për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC

1. ION i jep të drejtë pronarit të modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC për të operuar modulën e parkut të energjisë të lidhur me DC dhe për të gjeneruar energji duke përdorur lidhjen e rrjetit për një periudhë të kufizuar kohë.

2. Një ION lëshohet nga operatori i sistemit përkatës, në varësi të plotësimit të procesit të shqyrtimit të të dhënave dhe të studimit.

3. Në lidhje me rishikimin e të dhënave dhe studimit, pronari i modulit të parkut gjenerues të lidhur me DC duhet të sigurojë në bazë të kërkesës nga operatori i sistemit përkatës informacionin e mëposhtëm:

a) Deklarata e detajuar e pajtueshmërisë;

b) Të dhënat e detajuara teknike të modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC në varësi të lidhjes me rrjetin, që është përcaktuar me pikat e lidhjes, siç është përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse;

c) Certifikata e pajisjeve të modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC, ku këto janë të mbështetura si pjesë e provave të pajtueshmërisë;

d) Modelet e simulimit të përcaktuara në nenin 54 dhe siç kërkohet nga operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në përkatëse;

e) Studimet që demonstrojnë gjendjen e qëndrueshme të pritshme dhe performancën dinamike siç kërkohet nga kreu III; dhe

f) Të dhënat e testeve të pajtueshmërisë në përputhje me nenin 71.

4. Përveç kur zbatohet paragrafi 5, periudha maksimale për modulën e parkut të energjisë të lidhur me DC në statusin ION nuk duhet të tejkalojë njëzet e katër muaj. Operatori i sistemit mund të përcaktojë vlefshmëri më të shkurtrë të ION. Periudha e vlefshmërisë ION i njoftohet autoriteti rregullator në përputhje me kuadrin rregullator kombëtar në fuqi. Zgjatja e ION do të jepet vetëm nëse pronari modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC tregon përparim të konsiderueshëm drejt përputhshmërisë së plotë. Në kohën e zgjatjes së ION, ndonjë çështje ende e pazgjidhura do të identifikohet në mënyrë të qartë.

5. Periudha maksimale për një pronar moduli të parkut të energjisë të lidhur me DC në statusin ION mund të zgjatet përtej 24 muaj me një kërkesë për derogim të paraqitur tek operatori i sistemit përkatës në përputhje me procedurën në kreun VII.

Neni 63

FON për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC

1. Një FON i jep të drejtë pronarit të modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC për të vepruar duke përdorur lidhjen e rrjetit që është përcaktuar nga pika e lidhjes.

2. FON do të lëshohet nga operatori i sistemit përkatës, pas eliminimit paraprak të të gjitha papajtueshmërive të identifikuara me qëllim të statusit ION dhe subjekt i përfundimit të procesit të shqyrtimit të të dhënave dhe të studimit siç kërkohet me këtë Rregullore.

3. Për qëllim të përfundimit të rishikimit të të dhënave dhe të studimit, modulet e parkut të energjisë të lidhur në DC duhet të sigurojnë në vijim në bazë të kërkesës nga operatori i sistemit përkatës:

a) Deklaratën e detajuar të pajtueshmërisë; dhe

b) Përditësimin e të dhënave të aplikueshme teknike, modelet e simulimit dhe studimet siç referohet në nenin 62 (3), duke përfshirë edhe përdorimin e vlerave aktuale të matura gjatë testimit.

4. Në rast të papajtueshmërisë të identifikuara me qëllim të dhënies së FON, një devijim mund të lejohet në bazë të kërkesës së bërë tek operatori i sistemit përkatës, në përputhje me procedurën e derogimit sipas kreut VII. Një FON lëshohet nga operatori i sistemit përkatës, në qoftë se moduli i parkut të energjisë të lidhur me DC është në përputhje me dispozitat e derogimit. Operatori i sistemit do të ketë të drejtë të refuzojë operimin e modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC, kërkesa e

pronarit të së cilës për një derogim është refuzuar, derisa pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC dhe operatori i sistemit përkatës kanë zgjidhur papajtueshmërinë dhe moduli i parkut të energjisë i lidhur me DC është konsideruar të jetë në përputhje nga operatori i sistemit përkatës.

Neni 64

Njoftimi i kufizuar operacional për modulet e parkut gjenerues të lidhur me DC

1. Pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC për të cilin është dhënë një FON njofton operatorin përkatës të sistemit menjëherë në rrethanat e mëposhtme:

a) Moduli i parkut të energjisë i lidhur me DC është përkohësisht apo i nënshtrohet një modifikim ose humbje të aftësive të konsiderueshme, për shkak të implementimit të një ose më shumë ndryshimeve me rëndësi në punën e tij; ose

b) Në rast të dështimeve të pajisjeve që çojnë në mosrespektimin e disa kërkesave përkatëse.

2. Pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC do të aplikojë tek operatori i sistemit përkatës për një njoftim të kufizuar operacional (LON), në qoftë se pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC në mënyrë të arsyeshme pret që rrethanat e detajuara në paragrafin 1 të vazhdojnë për më shumë se tre muaj.

3. LON lëshohet nga OST-ja përkatëse me një identifikim të qartë të:

a) Çështjeve të pazgjidhura që justifikojnë dhënien e LON;

b) Përgjegjësive dhe afateve kohore për zgjidhjen e pritshme; dhe

c) Periudhën maksimale të vlefshmërisë e cila nuk duhet të kalojë 12 muaj. Periudha fillestare e dhënë mund të jetë më e shkurtër me mundësi për zgjatje në qoftë se ka prova për të bindur operatorin e sistemit përkatës që provojnë për përparim të dukshëm drejt arritjes së pajtueshmërisë së plotë.

4. FON pezullohet gjatë periudhës së vlefshmërisë së LON në lidhje me subjektet për të cilat LON është lëshuar.

5. Një zgjatje e mëtejshme e afatit të vlefshmërisë së LON mund të jepet sipas kërkesës për një derogim të bërë tek operatori i sistemit përkatës, para skadimit të kësaj periudhe, në përputhje me procedurën e derogimit të përshkruar në kreun VII.

6. Operatori i sistemit relevant mund të refuzojë operimin e modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC nëse LON përfundon dhe rrethanat që shkaktojnë mbeten të pandryshuara. Në një rast të tillë FON do të jetë automatikisht e pavlefshme.

KAPITULLI 3

ANALIZA KOSTO-PËRFITIM

Neni 65

Identifikimi i kostove dhe përfitimeve të zbatimit të kërkesave të sistemeve ekzistuese HVDC ose module të parkut të energjisë të lidhur me DC

1. Para aplikimit të ndonjë kërkesë të përcaktuar në këtë rregullore për sistemet ekzistuese HVDC ose modulet e parkut të energjisë të lidhur me DC në përputhje me paragrafin 3 të nenit 4, OST-ja përkatëse do të ndërmarrë një krahasim cilësor të kostove dhe përfitimeve që lidhen me kërkesat në shqyrtim. Ky krahasim do të marrë parasysh alternativat në dispozicion të rrjetit me bazë ose të bazuara në treg. OST-ja relevante mund të vazhdojë të ndërmarrë vetëm një analizë sasiore kosto-përfitim në përputhje me paragrafët 2 deri 5, në qoftë se krahasimi cilësor tregon se përfitimet e mundshme tejkalojnë kostot e mundshme. Nëse, megjithatë, kostoja konsiderohet e lartë, ose përfitimi konsiderohet i ulët, atëherë OST-ja relevante nuk do të vazhdojë më tej.

2. Pas një faze përgatitore të ndërmarrë në përputhje me paragrafin 1, OST-ja relevante do të kryejë një analizë sasiore kosto-përfitim të ndonjë kërkesë në shqyrtim për aplikim në sistemet ekzistuese HVDC ose modulet e parkut të energjisë të lidhur me DC që kanë demonstruar përfitimet e mundshme si rezultat i fazës përgatitore, sipas paragrafit 1.

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

a) Përfshijë analizën kosto-përfitim dhe një rekomandim se si të vazhdohet;

b) Përfshijë një propozim për një periudhë kalimtare për zbatimin e kërkesave të sistemeve ekzistuese HVDC ose module të parkut të energjisë të lidhur me DC. Kjo periudhë kalimtare nuk do të jetë më shumë se dy vjet nga data e vendimit të autoritetit rregullator;

c) Jetë subjekt i konsultimeve publike, në përputhje me nenin 8.

4. Jo më vonë se gjashtë muaj pas përfundimit të konsultimit publik, OST-ja relevante do të përgatisë një raport që shpjegon rezultatin e konsultimit duke bërë një propozim mbi zbatueshmërinë e kërkesës në shqyrtim të sistemeve ekzistuese HVDC apo module të parkut të energjisë të lidhur me DC. Raporti dhe propozimi i njoftohet autoritetit rregullator dhe pronarit të sistemit HVDC, modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC ose, kur është e zbatueshme, palëve të treta që duhet të informohen për përmbajtjen e saj.

5. Propozimi bërë nga OST-ja përkatëse për autoritetin rregullator në përputhje me paragrafin 4 do të përfshijnë si në vijim:

a) Një procedurë operative njoftimi për demonstrimin e zbatimit të kërkesave nga ana e pronarit të sistemit HVDC ekzistuese ose pronari i modulit të park të energjisë të lidhur me DC;

b) Një periudhë kalimtare për zbatimin e kërkesave të cilat do të marrin parasysh kategorinë e sistemit HVDC ose modulit të energjisë të lidhur me DC dhe pengesat themelore për zbatimin efikas të modifikimit të pajisjeve.

Neni 66

Parimet e analizës kosto-përfitim

1. Pronarët e sistemit HVDC, pronarët e modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC dhe OSSH-të, duke përfshirë edhe OSSH-të e mbyllura, do të ndihmojnë dhe të kontribuojnë në analizën kosto-përfitim të ndërmarra në bazë të neneve 65 dhe 78 dhe do të sigurojnë të dhënat e nevojshme që i kërkojnë nga operatori i sistemit përkatës ose OST-ja relevante brenda tre muajve nga marrja e kërkesës, përveç rasteve kur është rënë dakord ndryshe nga OST-ja përkatëse. Për përgatitjen e një analize kosto-përfitim nga një pronar i sistemit HVDC ose pronar i modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC, ose pronari i tyre i ardhshëm, duke vlerësuar një derogim të mundshëm në përputhje me nenin 77, OST-ja relevante dhe OSSH-ja, duke përfshirë OSSH-të e mbyllura, do të ndihmojnë dhe kontribuojnë në analizën kosto-përfitim dhe do të sigurojnë të dhënat e nevojshme sipas kërkesës së pronarit të sistemit HVDC ose pronarit të modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC, ose pronari i tyre të ardhshëm, brenda tre muajve nga marrja e kërkesës, përveç rasteve kur është rënë dakord ndryshe nga pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC, ose pronari të ardhshëm të tyre.

2. Analiza kosto-përfitim do të jetë në përputhje me parimet e mëposhtme:

a) OST-ja përkatëse ose pronari i sistemit HVDC, ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC, ose pronari i tyre i ardhshëm, do të bazojë analizën e tij kosto-përfitim në një ose më shumë prej parimeve të mëposhtme llogaritëse:

- (i) vlera aktuale neto NPV;
- (ii) kthimi nga investimi;
- (iii) norma e kthimit;
- (iv) koha e nevojshme e shlyerjes.

b) OST-ja përkatëse, ose pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të park të energjisë të lidhur me DC, ose pronari i tyre i ardhshëm, do të përcaktojë sasinë e përfitimeve socio-ekonomike në drejtim të përmirësimit të sigurisë së furnizimit dhe do të përfshijë të paktën:

- (i) reduktimin lidhur me mundësinë e humbjes së furnizimit gjatë kohës së ndryshimit;
- (ii) shtrirjen e mundshme dhe kohëzgjatjen e humbjes së tillë të furnizimit;
- (iii) koston shoqërore në orët e humbjes së tillë të furnizimit.

c) OST-ja përkatëse ose pronari i sistemit HVDC, ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC, ose pronari i tyre i ardhshëm, do të përcaktojë sasinë e përfitimeve në tregun e brendshëm të energjisë elektrike, shkëmbimeve ndërkuftare dhe integrimin e energjive të rinovueshme, duke përfshirë të paktën:

- (i) reagimin e frekuencës së fuqisë aktive;
- (ii) rezervat e balancimit;
- (iii) sigurimin e fuqisë reaktive;
- (iv) menaxhimin e konxhestioneve;
- (v) masat e mbrojtjes.

d) OST-ja përkatëse do të përcaktojë sasinë e shpenzimeve për të zbatuar rregullat e nevojshme të sistemeve ekzistuese HVDC ose moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC, duke përfshirë të paktën:

- (i) kostot e drejtpërdrejta të shkaktuara në zbatimin e një kërkesë;
- (ii) shpenzimet lidhur me humbjen e mundësive;
- (iii) shpenzimet lidhur me ndryshimet në mirëmbajtje dhe operim.

KREU VI PAJTUESHMËRIA

KAPITULLI 1 MONITORIMI I PAJTUESHMËRISË

Neni 67

Dispozita të përbashkëta për testet e pajtueshmërisë

1. Testimi i performancës së sistemeve HVDC dhe moduleve gjeneruese të parkut do të synojë në demonstrimin se sa përmbushen kërkesat e kësaj rregulloreje.

2. Pavarësisht nga kërkesat minimale për testimin e pajtueshmërisë të përcaktuar në këtë rregullore, operatori i sistemit përkatës ka të drejtë të:

a) Lejojë që pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të lidhur në DC, të kryejë një grup testesh alternative, me kusht që këto teste të jenë efikase dhe të mjaftueshme për të treguar se sistemi HVDC ose moduli i parkut të energjisë i lidhur në DC të jenë në përputhje me kërkesat e kësaj Rregulloreje;

b) Kërkojë nga pronari i sistemit HVDC ose pronarit të modulit të parkut të energjisë të kryejë grup testesh shtesë ose alternative në ato raste kur informacioni i dhënë Operatorit të Sistemit në lidhje me testet e pajtueshmërisë sipas dispozitave [të kapitujve 2, 3 ose 4 të kreut IV] nuk është i mjaftueshëm për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat e kësaj rregulloreje; dhe

3. Pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë është përgjegjës për kryerjen e testeve në përputhje me kushtet e përcaktuara në [kapitujt 2, 3 dhe 4 të kreut IV]. Operatori i sistemit relevant do të bashkëpunojë dhe nuk do të vonojnë padrejtësisht kryerjen e testeve.

4. Operatori i sistemit përkatës mund të marrë pjesë në testet e pajtueshmërisë ose në vend ose në distance nga qendra e kontrollit të operatorit sistemit. Për këtë qëllim, pronari i sistemit HVDC ose pronari i parkut të energjisë të lidhur në DC do të sigurojnë pajisjet e nevojshme për të regjistruar të gjitha sinjalet dhe matjet e testeve përkatëse, si dhe për të siguruar që përfaqësuesit e nevojshëm të pronarit të sistemit HVDC ose pronarit të modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC janë të pranishëm në vend për të gjithë kohën e testimit. Sinjalet e specifikuar nga operatori përkatës i sistemit do të sigurohen nëse, për testet e zgjedhura, operatori i sistemit dëshiron të përdori pajisjet e tij për të regjistruar performancën. Operatori i sistemit gëzon të drejtën për të vendosur për pjesëmarrjen e tij.

Neni 68

Dispozita të përbashkëta për simulimet e pajtueshmërisë

1. Simulimet e performancës së sistemeve HVDC dhe të moduleve të parkut të energjisë të lidhura në DC do të synojnë në demonstrimin e përmbushjes së kërkesave të kësaj rregulloreje.

2. Pavarësisht kërkesave minimale të përcaktuara në këtë Rregullore për simulimet e pajtueshmërisë, operatori relevant i sistemit mundet të:

a) Lejojë pronarin e sistemit HVDC ose të modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC të kryejë një grup simulimesh alternative, me kusht që këto simulime të jenë eficientë dhe të mjaftueshme për të demonstruar që një sistem HVDC ose modul i parkut të energjisë i lidhur në DC plotëson kërkesat e kësaj Rregulloreje ose ligjit kombëtar; dhe

b) Kërkojë nga pronari i sistemit HVDC ose pronari i parkut të lidhur në DC të kryejë grup simulimesh shtesë alternative në ato raste kur informacioni i dhënë operatorit të sistemit në lidhje me simulimet e pajtueshmërisë në dispozitat e [kapitujve 5, 6 ose 7 të kreut IV], nuk është i mjaftueshëm për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat e kësaj Rregulloreje.

3. Për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat e kësaj Rregulloreje, pronari i sistemit HVDC dhe pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC do të sigurojnë një raport me rezultatet e simulimit. Pronari i Sistemit HVDC dhe pronari i modulit të parkut të lidhur në DC do të hartojnë dhe sigurojnë një model të vlefshëm për sistemin e dhënë HVDC ose modulën e parkut të energjisë të lidhur në HVDC. Objektivi i modeleve të simulimit është përcaktuar në pikën [(c) të nenit 15(6)].

4. Operatori i sistemit përkatës do të ketë të drejtën të kontrollojë që sistemi HVDC dhe moduli i parkut të energjisë plotëson kërkesat e kësaj Rregulloreje duke kryer simulimet e pajtueshmërisë së saj bazuar në dhënien e raporteve të simulimeve, modeleve të simulimeve dhe matjeve të testeve të pajtueshmërisë.

5. Operatori relevant i sistemit duhet t'i sigurojë pronarit të Sistemit HVDC ose pronarit të modulit të parkut të lidhur në DC të dhëna teknike dhe modele të simulimit të rrjetit, në masën e nevojshme për të kryer simulimet e kërkuara në pajtim me [kapitujt 5, 6 ose 7 të kreut IV].

Neni 69

Përgjegjësia e pronarit të sistemit HVDC dhe pronarit të modulit të parkut të lidhur në DC

1. Pronari i sistemit HVDC duhet të sigurojë që sistemi HVDC dhe stacioni HVDC janë në pajtueshmëri me kërkesat e dhëna në këtë Rregullore. Kjo pajtueshmëri do të mbahet gjatë gjithë jetëgjatësisë së objektit.

2. Pronari i modulit të parkut të energjisë së lidhur në DC duhet të sigurojë që moduli i parkut të energjisë së lidhur në DC, është pajtueshëm me kërkesat e dhëna në këtë Rregullore. Kjo pajtueshmëri do të mbahet gjatë gjithë jetëgjatësisë së objektit.

3. Për modifikimet e planifikuara të aftësive teknike të sistemit HVDC, stacionit konvertues HVDC ose modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC me ndikim të mundshëm në pajtueshmërinë e tij me kërkesat nën këtë rregullore, operatori i sistemit duhet të njoftohet nga pronari i sistemit HVDC ose pronari i parkut të energjisë të lidhur në DC para fillimit të një modifikimi të tillë.

4. Për çdo incident operacional ose avari të sistemit HVDC, stacionit të konvertimit HVDC ose modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC që ka ndikim në pajtueshmërinë e tij me kërkesat e kësaj rregulloreje, operatori i sistemit do të njoftohet sa më shpejt të jetë e mundur pa vonesë, nga pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të lidhur në DC, pas ndodhjes së një incidenti të tillë.

5. Për çdo skedul testi të parashikuar dhe procedurave për të verifikuar pajtueshmërinë e një sistemi HVDC, stacionit konvertues HVDC ose modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC me kërkesat e kësaj Rregulloreje, do të njoftohet operatori i sistemit nga pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të lidhur në DC në kohën e duhur dhe, para lançimit të tyre, teste të cilat do të aprovohen nga Operatori i Sistemit.

6. Operatori i sistemit duhet të lehtësojë pjesëmarrjen në teste të tilla dhe mund të regjistrojë performancën e sistemeve HVDC, stacioneve konvertues HVDC ose moduleve të parkut të energjisë të lidhur në DC.

Neni 70

Detyrat e Operatorit të Sistemit

1. Operatori i sistemit do të analizojnë pajtueshmërinë e një sistemi HVDC, stacionit konvertues HVDC ose modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC me kërkesat nën këtë rregullore gjatë gjithë jetëgjatësisë së sistemit HVDC, stacionit konvertues HVDC ose modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC. Pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të lidhur në DC do të informohet për rezultatet e kësaj analize.

2. Kur kërkohet nga operatori i sistemit, pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC, do të kryejë teste dhe simulime pajtueshmërisë, jo vetëm gjatë procedurës së njoftimit operacional në përputhje me kreun V, por vazhdimisht gjatë gjithë jetëgjatësisë së sistemit HVDC, stacionit konvertues HVDC ose modulit të parkut të lidhur në DC në përputhje me planin ose një skemë të përgjithshme të përsëritjes së testeve dhe simulimeve të specifikuar, ose pas një avarie, modifikimi ose zëvendësimi të çdo pajisje që mund të ketë ndikim në pajtueshmërinë me kërkesat nën këtë rregullore. Pronari i Sistemit HVDC ose pronari i modulit të energjisë të lidhur në DC do të njoftohet për rezultatet e këtyre testeve dhe simulimeve të pajtueshmërisë.

3. Operatori i sistemit duhet të bëjë publike listën e informacionit dhe dokumenteve që do sigurohen, si dhe kërkesat që do të përmbushen nga pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC në kuadër të procesit të pajtueshmërisë.

Një listë e tillë duhet e mbulojë së paku informacionin, dokumentacionin dhe kërkesat si më poshtë:

a) Gjithë dokumentacionin dhe certifikatat që do jepen nga pronari i sistemit HVDC ose moduli i parkut të lidhur në DC;

b) Detaje me të dhëna teknike të sistemit HVDC, stacionit konvertimit HVDC ose modulit të parkut të lidhur në DC me rëndësi në lidhjen me rrjetin;

c) Kërkesat për modelet për studimet në gjendje të qëndrueshme dhe dinamike

d) Afati kohor për sigurimin e të dhënave të sistemit që kërkohen për të kryer studimet

e) Studime nga pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit i parkut të energjisë të lidhur në DC për të demonstruar performancën e pritshme të gjendjes dinamike dhe të qëndrueshme në përputhje me kërkesat e përcaktuara në krerët II, III dhe IV;

f) Kushtet dhe procedurat duke përfshirë objektivin për regjistrimin e certifikatave të pajisjeve; dhe

g) Kushtet dhe procedurat për përdorimin e certifikatave përkatëse të pajisjeve, të lëshuara nga një certifikues i autorizuar, nga pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC

4. Operatori i Sistemit duhet të bëjë publikisht të disponueshëm ndarjen e përgjegjësi të pronarit të sistemit HVDC ose të pronarit të parkut të energjisë të lidhur në DC dhe të operatorit të sistemit në lidhje testet e pajtueshmërisë, simulimet dhe monitorimin.

5. Operatori i sistemit mundet pjesërisht ose plotësisht t'ia caktojë kryerjen e monitorimit të pajtueshmërisë palëve të treta. Në këtë rast, operatori i sistemit duhet të sigurojë përputhjen me nenin 10 nga angazhimet e duhura të konfidencialitetit me palën që i delegon këtë proces.

6. Operatori i sistemit nuk do të refuzojë në mënyrë të paarsyeshme çdo njoftim operacional në përputhje me kreun V, nëse testet e pajtueshmërisë ose simulimeve nuk mund të kryhen siç dakordohet ndërmjet operatorit të sistemit dhe të pronarit të sistemit HVDC ose të modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC për shkaqe të cilat janë nën kontrollin vetëm të operatorit të sistemit.

7. Operatori i sistemit përkatës duhet t'i sigurojë OST-ja relevante kur kërkohet rezultatet e testeve dhe simulimeve të pajtueshmërisë sipas këtij kapitulli.

KAPITULLI 2 TESTIMI I PAJTUESHMËRISË

Neni 71

Testimi i pajtueshmërisë për sistemet HVDC

1. Certifikatat e pajisjes mund të përdoren në vend të një pjese të testeve më poshtë në kushtet kur ato i janë siguruar operatorit përkatës të sistemit.

2. Në lidhje me testin e aftësisë për fuqi reaktive:

a) Njësia konvertuese HVDC ose stacioni konvertues HVDC do të demonstronjë aftësitë e tyre teknike për të siguruar aftësinë në gjenerim dhe absorbim të fuqisë reaktive sipas nenit 20;

b) Testi i fuqisë reaktive do të kryhet në maksimum të fuqisë reaktive, si në absorbim dhe në gjenerim të saj duke verifikuar parametrat si më poshtë:

(i) operimin në kapacitet të transmetimit të fuqisë aktive minimale;

(ii) Operimin në kapacitet transmetimit maksimal të fuqisë aktive të HVDC;

(iii) Operimin në pikën e punës së fuqisë aktive ndërmjet minimumit dhe maksimumit të kapacitetit të transmetimit të HVDC.

c) Testi do të konsiderohet i kaluar, nëse më poshtë janë përmbushur në mënyrë kumulative:

(i) njësia konvertuese HVDC ose stacioni i konvertimit HVDC është operuar jo më pak se një orë në fuqinë reaktive maksimale, si në absorbim dhe në gjenerim të saj, për çdo parametër siç përmendet në pikën (b);

(ii) njësia konvertuese HVDC ose stacioni i konvertimit HVDC demonstroi aftësitë e tij për të ndryshuar çdo vlerë të tarimit të fuqisë reaktive brenda diapazonit të zbatueshëm të fuqisë reaktive brenda traqeteve të performancës së skemës së kontrollit të fuqisë reaktive përkatëse; dhe

(iii) nuk ka veprim të mbrojtjes brenda kufijve të operimit të specifikuar nga diagrami i kapacitetit të fuqisë reaktive.

3. Në lidhje me testet e mënyrës me kontroll të tensionit:

a) Njësia konvertuese HVDC ose stacioni konvertues HVDC do të demonstrojnë aftësitë e tij për të operuar në mënyrën me Kontroll të Tensionit në kushtet sipas nenit 22(3);

b) Testi i mënyrës me kontroll të tensionit do të zbatohet në lidhje me verifikimet e parametrave të mëposhtëm:

(i) pjerrësia e zbatuar dhe deadbanda e karakteristikës statike;

(ii) saktësia e rregullatorit;

(iii) pandjeshmëria e rregullatorit;

(iv) koha e aktivizimit të fuqisë reaktive.

c) Testi do të konsiderohet i kaluar, nëse përmbushen në mënyrë kumulative kushtet më poshtë:

(i) shkalla e rregullimit, rregullimi i pjerrësisë dhe deadbanda është në pajtim me parametrat dakorduar dhe të vendosur në pajtim me nenin 22(3);

(ii) pandjeshmëria e kontrollit të tensionit është jo më e lartë se 0.01 pu, në përputhje me nenin 22(3);

(iii) pas një ndryshimi me një hap të tensionit, është arritur 90% e ndryshimit në prodhim të fuqisë reaktive brenda kohës dhe tolerancës në përputhje me nenin 22(3).

4. Në lidhje me testet e mënyrës së kontrollit të fuqisë reaktive:

a) Njësia e konvertimit të HVDC ose stacioni konvertues HVDC, duhet të demonstrojnë aftësinë e tyre për të operuar në mënyrën me kontroll të fuqisë reaktive, në përputhje me kushtet e përmendura në nenin 22(4);

b) Testit i mënyrës me kontroll të fuqisë reaktive do të jetë komplementar me testin e aftësisë për fuqi reaktive.

c) Testi i mënyrës me kontroll të fuqisë reaktive do të zbatohet në lidhje me verifikimin e parametrave të mëposhtëm:

(i) diapazoni i tarimit të fuqisë reaktive dhe hapi;

(ii) saktësia e rregullatorit; dhe

(iii) koha e aktivizimit të fuqisë reaktive.

d) Testi do të quhet i kaluar nëse përmbushen në mënyrë kumulative kushtet e mëposhtme:

(i) diapazoni i tarimit të fuqisë reaktive dhe hapi është siguruar në pajtim me nenin 22(4);

(ii) saktësia e rregullimit është në pajtim me kushtet siç përmenden në nenin 22(3).

5. Në lidhje me testin e mënyrës me kontroll të faktorit të fuqisë:

a) Njësia konvertuese HVDC ose stacioni konvertues HVDC, do të demonstrojnë aftësitë e tyre për të operuar në mënyrën me kontroll të faktorit të fuqisë në përputhje me kushtet e përmendura në nenin 22(5);

b) Testet e mënyrës me kontroll të faktorit të fuqisë do të zbatohen në lidhje me verifikimin e parametrave të mëposhtëm:

(i) diapazoni i tarimit të faktorit të fuqisë;

(ii) saktësia e rregullatorit;

(iii) përgjigja e fuqisë reaktive për shkak të ndryshimit me hap të fuqisë aktive.

c) Testi do të konsiderohet i kaluar nëse përmbushen në mënyrë kumulative kushtet e mëposhtme:

(i) shkalla e tarimit të faktorit të fuqisë dhe hapi është siguruar në lidhje me nenin 22(5);

(ii) koha e aktivizimit të fuqisë reaktive si rezultat i ndryshimit me hap të fuqisë aktive nuk tejkalon kërkesat e specifikuar në pajtim me nenin 22(5);

(iii) saktësia e rregullimit është në përputhje me vlerën siç përmendet në nenin 22(5).

6. Në lidhje me testin e përgjigjes së FSM

a) Sistemet HVDC duhet të demonstrojnë aftësitë e tyre teknike për të moduluar në mënyrë të vazhdueshme fuqinë aktive mbi diapazonin e plotë të operimit ndërmjet kapacitetit të transmetimit maksimal të fuqisë aktive të HVDC dhe kapacitet minimal të fuqisë aktive të transmetimit të HVDC për të kontribuar në kontroll të frekuencës, si dhe do të verifikojnë parametrat e rregullimit të gjendjes së qëndrueshme, të tilla si: përkulja, deadbanda dhe parametrat dinamikë, përfshirë qëndrueshmërinë gjatë përgjigjes së ndryshimit me hap të frekuencës dhe ndryshimeve të mëdha dhe të shpejta të saj;

b) Testet do të kryhen duke simuluar hapa dhe pjerrësi të frekuencës në madhësi të mjaftueshme për të aktivizuar së paku 10% të diapazonit të përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës në secilin drejtim, duke marrë parasysh parametrat e përkuļjes dhe deadbanden. Sinjale të devijimeve të frekuencës do të injektohen në rregullator të njësive konvertuese HVDC ose stacion konvertues HVDC;

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

- (i) koha e aktivizimit të diapazonit të përgjigjes së fuqisë aktive plotësisht ndaj frekuencës si rezultat i ndryshimit me hap të frekuencës ka qenë jo më gjatë se ajo e kërkuara në shtojcën II;
- (ii) nuk shkaktohen lëkundje të pashuara pas përgjigjes së ndryshimit të hapit;
- (iii) vonesa fillestare në kohë ka qenë në pajtim me shtojcën II;
- (iv) parametrat e përkuljes janë të disponueshme brenda shkallës së dhënë në shtojcën II dhe deadbanda (pragjet) është jo më shumë se vlera në shtojcën II;
- (v) pandjeshmëria e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës në çdo pikë operimi përkatëse nuk kalon kërkesat në përputhje me shtojcën II.

7. Në lidhje me testin e përgjigjes në LFSM-O

a) Sistemi HVDC duhet të demonstrojë aftësitë e tij teknike për të moduluar në mënyrë të vazhdueshme, mjaftueshëm, fuqinë aktive për të kontribuar në kontrollin e frekuencës në rast të një rritje të madhe të frekuencës në sistem dhe do të verifikojë parametrat e rregullimit në gjendje të qëndrueshme, të tilla si: përkulja, deadbanda, dhe parametrat dinamikë, përfshirë përgjigjen pas ndryshimit me hap të frekuencës;

b) Testi do të kryhet duke simuluar hapa dhe pjerrësi të frekuencës në vlerë të mjaftueshme sa për të aktivizuar së paku 10% të shkallës plotë të operimit me fuqi aktive, duke marrë parasysh parametrat e përkuljes dhe deadbanden. Sinjale të frekuencës së devijuar të simuluar do të injektohen në rregullator të njësisë konvertuese HVDC ose rregullator të stacionit konvertues HVDC;

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

- (i) rezultatet e testit, si për parametrat dinamikë ashtu dhe ato statike, janë në pajtim me kërkesat siç referohet në shtojcën II.
- (ii) nuk shkaktohen lëkundje të pashuara pas përgjigjes së ndryshimit me hap.

8. Në lidhje me testin e përgjigjes LFSM-U

a) Sistemi HVDC do të demonstrojë aftësitë e tij teknike që në mënyrë të vazhdueshme të modulojë fuqinë aktive në pikën e operimit poshtë kapacitetit maksimal të transmetimit të fuqisë aktive të HVDC për të kontribuar në kontrollin e frekuencës në rast të një rënie të madhe të frekuencës së sistemit.

b) Testi do të kryhet duke simuluar ngarkesën në pikat e dhura të ngarkesës së fuqisë aktive me hapa dhe pjerrësi të ulët të frekuencës të mëdhenj mjaftueshëm sa për të aktivizuar 10% të diapazonit të plotë të operimit të fuqisë aktive, duke marrë në llogari parametrat e përkuljes dhe deadbanden. Sinjale të devijimit të frekuencës së simuluar do të injektohen në rregullatorët e njësisë HVDC ose stacioneve konvertuese HVDC.

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

- (i) Rezultatet e testit si për parametrat dinamikë ashtu dhe ato statik, janë në përputhje me kërkesat siç përmendet në shtojcën II;
- (ii) Pas ndryshimit me hap të përgjigjes nuk shkaktohen lëkundje të pashuara.

9. Në lidhje me testin e kontrollit të fuqisë aktive:

a) Sistemi HVDC do të demonstrojë aftësitë e tij teknike që në mënyrë të vazhdueshme të modulojë fuqinë aktive mbi të gjithë shkallën e plotë të operimit në pajtim me nenin 13(1)(a) dhe (d);

b) Testi do të kryhet duke kërkuar manualisht ose automatikisht udhëzime nga OST-ja përkatëse;

c) Testi do të quhet i kaluar nëse kushtet e mëposhtme janë të përmbushura në mënyrë kumulative:

- (i) Sistemi HVDC ka demonstruar operim të qëndrueshëm
- (ii) Koha për rregullim të fuqisë aktive është më e shkurtër se vonesa e specifikuar në pajtim me nenin 13(1)(a);
- (iii) Përgjigja dinamike e sistemit HVDC kur merr udhëzime për qëllime të shkëmbimit apo ndarjes së rezervave, ose për pjesëmarrje në procesin e netimit të imbalancës, nëse është në gjendje të përmbushë kërkesat për këto produkte siç specifikohet nga OST-ja përkatëse.

10. Në lidhje me testet e modifikimit të shkallës pjerrësisë:

a) Sistemi HVDC do të demonstrojë aftësitë e tij teknike për të rregulluar shkallën e pjerrësisë në pajtim me nenin 13(2);

b) Testet do të kryhen nga OST-ja duke dërguar udhëzime në lidhje me modifikimet e pjerrësisë;

c) Testet do të konsiderohen të kaluara, nëse përmbushen në mënyrë kumulative kushtet më poshtë:

- (i) Shkallë pjerrësie të rregullueshme;
- (ii) Sistemi HVDC ka demonstruar operim të qëndrueshëm gjatë periudhave të pjerrësisë

11. Në lidhje me testet për black start:

a) Sistemi HVDC do të demonstrojë aftësitë e tij teknike për të energjizuar zbarat e nënstacionit të largët AC me të cilin është i lidhur, brenda periudhës së kohës së specifikuar nga OST-ja në përputhje me nenin 37(2);

b) Testi do të kryhet duke e ristartuar sistemin HVDC nga gjendja i fikur plotësisht.

c) Testi do të konsiderohet i kaluar nëse kushtet më poshtë përmbushen në mënyrë kumulative:

(i) Sistemi HVDC ka demonstruar të qenit në gjendje për të energjizuar zbarat e nënstacionit AC të largët me të cilin është i lidhur;

(ii) Sistemit HVDC operon nga një pikë operimi e qëndrueshme në një kapacitet të dakorduar në pajtim me procedurën e nenit 37(3).

Neni 72

Testimi i pajtueshmërisë për modulet e parkut të lidhur në DC dhe njërive konvertuese të largëta HVDC

1. Certifikatat e pajisjeve mund të përdoren në vend të pjesëve të testeve më poshtë, në kushtet kur ato i janë dhënë operatorit të sistemit.

2. Në lidhje me testet e aftësisë për fuqi reaktive të moduleve të parkut të lidhur në DC:

a) Moduli i parkut të energjisë i lidhur në DC duhet të demonstrojë aftësitë e tij teknike për të siguruar aftësi në gjenerim dhe absorbim të fuqisë reaktive në pajtim me nenin 40(2);

b) Testi i aftësisë për fuqi reaktive do të kryhet për fuqi reaktive maksimale, absorbim dhe gjenerim dhe në lidhje me verifikimin e parametrave të mëposhtëm:

(i) Operimi mbi 60% të kapacitetit maksimal për 30 min;

(ii) Operimi brenda shkallës 30-50% të kapacitetit maksimal për 30min; dhe

(iii) Operimi brenda shkallës 10-20% të kapacitetit maksimal për 60 min;

c) Testi do të konsiderohet i kaluar nëse përmbushen kushtet e mëposhtme në mënyrë kumulative:

(i) modulet e parkut të energjisë të lidhur në DC janë operuar jo më pak se kohëzgjatje e kërkuar në fuqi reaktive maksimale, si për absorbim dhe gjenerim, për secilin parametër siç përmendet në pikën (b);

(ii) moduli i parkut të energjisë i lidhur në DC ka demonstruar aftësitë e tij teknike për të ndryshuar në çdo pikë pune të fuqisë reaktive brenda diapazonit të dakorduar ose të caktuar brenda trageteve të performancës së specifikuar të skemës së kontrollit të fuqisë reaktive; dhe

(iii) nuk shkaktohen veprime të mbrojtjes brenda kufijve të operimit të specifikuar në diagramin e aftësisë për fuqi reaktive.

3. Në lidhje me testin e aftësisë për fuqi reaktive të njërive konvertuese të largëta HVDC:

a) Njësia konvertuese HVDC ose stacioni konvertues HVDC do të demonstrojnë aftësitë tyre teknike për të siguruar aftësi në absorbim dhe gjenerim të fuqisë reaktive në pajtim me nenin 48(2);

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

(i) njësia konvertuese HVDC ose stacioni konvertues HVDC është i operuar për jo më pak se një orë për fuqi reaktive maksimale si në absorbim edhe gjenerim, në:

- kapacitet minimal të transmetimit të fuqisë aktive të HVDC;

- kapacitet maksimal të transmetimit të fuqisë aktive të HVDC; dhe

- pikë operimi në fuqi aktive ndërmjet këtyre shkallëve max dhe minimale;

(ii) njësia HVDC ose stacioni HVDC demonstroi aftësitë e tij për të ndryshuar në çdo pikë pune të fuqisë reaktive brenda diapazonit të renë dakord ose të vendosur të fuqisë reaktive brenda trageteve të specifikuar të performancës së skemës së kontrollit të fuqisë reaktive; dhe

(iii) nuk shkaktohen veprime të mbrojtjes brenda kufijve të operimit të specifikuar nga diagrami i kapacitetit të fuqisë reaktive.

4. Në lidhje me testet e mënyrës me kontroll të tensionit:

a) Modulet e parkut të lidhura në DC do të demonstrojnë aftësitë e tyre për të operuar në mënyrën me kontroll të tensionit sipas kushteve të përcaktuara në nenin 21 të Rregullores së EU 2016/631;

b) Testet e mënyrës me kontroll të tensionit do të zbatohen në lidhje me verifikimin e parametrave të mëposhtëm:

(i) pjerrësia dhe deadbanda e zbatuar e karakteristikës statike;

(ii) saktësia e rregullatorit;

(iii) pandjeshmëria e rregullatorit;
(iv) koha e aktivizimit të fuqisë reaktive;
c) Testi do të konsiderohet i kaluar me kusht që të përmbushen në mënyrë kumulative kushtet e mëposhtme:

(i) shkalla e rregullimit dhe përkulja e rregullueshme dhe deadbanda janë në pajtim me parametrat karakteristik të dakorduar ose të vendosur, sipas nenit 21(3)(d) të Rregullores së EU 2016/631;

(ii) pandjeshmëria e kontrollit të tensionit është më e lartë se 0.01pu, në pajtim me nenin 21(3) të Rregullores së EU 2016/631;

(iii) pas ndryshimit me një hap të tensionit, 90% e ndryshimit të prodhimit të fuqisë aktive është arritur brenda kohës dhe tolerancës në pajtim me nenin 21(3)(d) të Rregullores së EU 2016/631.

5. Në lidhje me testet e mënyrës me kontroll të fuqisë reaktive:

a) Modulet e parkut të lidhur në DC do të demonstrojnë aftësinë e tyre për të operuar në mënyrën me kontroll të fuqisë reaktive, në pajtim me kushtet e përmendura në nenin 21(3)(d) (iii) të Rregullores së EU 2016/631;

b) Testet e mënyrës me kontroll të fuqisë reaktive do të jenë plotësuese me testet e aftësisë për fuqinë reaktive;

c) Testet e mënyrës me kontroll të fuqisë reaktive do të zbatohen në lidhje me verifikimin e parametrave të mëposhtëm:

(i) diapazoni dhe hapi i tarimit të fuqisë reaktive;

(ii) saktësia e rregullatorit;

(iii) koha e aktivizimit e fuqisë reaktive;

d) Testi do të konsiderohet i kaluar nëse përmbushen në mënyrë kumulative kushtet më poshtë:

(i) diapazoni dhe hapi i tarimit të fuqisë reaktive është siguruar në përputhje me nenin 21(3)(d) të Rregullores së EU 2016/631;

(ii) saktësia e rregullimit është në pajtim me kushtet siç përmendet në nenin 21(3)(d) të Rregullores së EU 2016/631.

6. Në lidhje me testin për kontroll të faktorit të fuqisë

a) Modulet e parkut të energjisë të lidhur në DC do të demonstrojnë aftësitë e tyre për të operuar në mënyrën me kontroll të faktorit fuqisë në përputhje me kushtet e përmendura në nenin 21(3)(d)(iv) të Rregullores së EU 2016/631;

b) Testet e mënyrës me kontroll të faktorit të fuqisë do të zbatohen në lidhje me verifikimin e parametrave të mëposhtëm:

(i) diapazoni i tarimit të faktorit të fuqisë;

(ii) saktësia e rregullatorit;

(iii) përgjigja e fuqisë reaktive pas ndryshimit me hap të fuqisë aktive.

c) Testi do të konsiderohet i kaluar nëse janë të përmbushura në mënyrë kumulative kushtet më poshtë:

(i) diapazoni i hapi dhe tarimit të faktorit të fuqisë sigurohet në përputhje me nenin 21(3)(d) të Rregullores së EU 2016/631;

(ii) koha e aktivizimit të fuqisë reaktive si rezultat i ndryshimit me hap të fuqisë aktive nuk kalon kërkesat në lidhje me nenin 21(3)(d) të Rregullores së EU 2016/631;

(iii) saktësia e rregullimit është pajtueshëm me vlerën, siç përmendet në nenin 21(3)(d) të Rregullores së EU 2016/631.

7. Në lidhje me testet e indentifikuara në paragrafët 4,5 dhe 6 OST-ja përkatëse mund të zgjedhë vetëm dy nga tri opsionet për testim.

8. Në lidhje me përgjigjen në LFSM-O të modulit të parkut të lidhur në DC, testet do të kryhen në pajtim me nenin 46(2) të Rregullores së EU 2016/631.

9. Në lidhje me përgjigjen në LFSM-U të modulit të parkut të lidhur në DC, testet do të kryhen në pajtim me nenin 47(3) të Rregullores së EU 2016/631.

10. Në lidhje me kontrollin e fuqisë aktive të modulit të parkut të lidhur në DC, testet do të kryhen në pajtim me nenin 47(2) të Rregullores së EU 2016/631.

11. Në lidhje me përgjigjen LFSM të modulit të parkut të lidhur në DC, testet do të kryhen në pajtim me nenin 47(4) të Rregullores së EU 2016/631.

12. Në lidhje me kontrollin e restaurimit të frekuencës të modulit të parkut të lidhur në DC, testet do të kryhen në pajtim me nenin 47(5) të Rregullores së EU 2016/631.

13. Në lidhje me përgjigjen e shpejtë të sinjalit të modulit të parkut të lidhur në DC, testi do të konsiderohet i kaluar nëse moduli i parkut të energjisë i lidhur në DC mund të demonstrojë përgjigjen brenda kohës së specifikuar në nenin 39(1)(a).

14. Në lidhje me testet për modulet e parkut të lidhur në DC, kur sistemi marrës AC nuk është në frekuencë nominale 50 Hz, operatori përkatës i sistemit, në koordinim me OST-ja relevante do të dakordojë me pronarin e modulit të parkut të lidhur në DC për testet e kërkuara të pajtueshmërisë.

KAPITULLI 3 SIMULIMET E PAJTUESHMËRISË

Neni 73

Simulimet e pajtueshmërisë për sistemet HVDC

1. Certifikatat e pajisjeve mund të përdoren në vend të pjesës së simulimeve më poshtë, me kusht që t'i jenë siguruar më parë operatorit sistemit.

2. Në lidhje me simulimet e injektimit të “avari rrymë e shpejtë”:

a) Pronari i njësisë konvertuese HVDC ose pronari i stacionit konvertues HVDC duhet të simulojë injektim të “avari rrymë të shpejtë” në kushtet e përcaktuara në nenin 19;

b) Simulimi konsiderohet i kaluar me kusht që të demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e specifikuar në pajtim me nenin 19.

3. Në lidhje me simulimet e aftësisë së operimit në avari:

a) Pronari i sistemit HVDC duhet të simulojë aftësinë e operimit në avari në kushtet e përcaktuara në nenin 25; dhe

b) Simulimi quhet i kaluar nëse demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e specifikuar në përputhje me nenin 25

4. Në lidhje me simulimet e rivendosjes së fuqisë aktive pasdefektit:

a) Pronari i sistemit HVDC duhet të simulojë aftësitë për rivendosje të fuqisë aktive pasdefektit sipas kushteve të përcaktuara në nenin 26;

b) Simulimi konsiderohet i kaluar me kusht që të demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e specifikuar në pajtim me nenin 26.

5. Në lidhje me simulimet e aftësisë për fuqi reaktive:

a) Pronari i njësisë konvertuese HVDC ose pronari i stacionit konvertuese HVDC duhet të simulojë aftësinë për fuqi reaktive në absorbim dhe gjenerim sipas kushteve të përmendura në nenin 20(2) deri (4);

b) Simulimi konsiderohet i kaluar me kusht që kushtet e mëposhtme të përmbushen në mënyrë kumulative;

(i) modeli i simulimit i njësisë konvertuese HVDC ose i stacionit konvertues HVDC është i vlefshëm përkundrejt testeve të pajtueshmërisë për aftësi për fuqi reaktive siç përmendet në nenin 69;

(ii) demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat siç referohet në nenin 20(2) deri (4).

6. Në lidhje me simulimet e kontrollit të shuarjes së lëkundjeve:

a) Pronari i sistemit HVDC duhet të demonstrojë performancën e sistemit të tij të kontrollit (funksioni POD) për të shuar lëkundjet e fuqisë sipas kushteve të përcaktuara në nenin 30.

b) Sintonizimi do të rezultojë në përmirësim të shuarjes së përgjigjes fuqisë aktive korresponduese të sistemit HVDC në kombinim me funksionin POD krahasuar me përgjigjen e fuqisë aktive të sistemit HVDC pa POD; dhe

c) Simulimi do të konsiderohet i kaluar me kusht që kushtet e mëposhtme të përmbushen në mënyrë kumulative;

(i) funksioni POD shuan lëkundjet ekzistuese të fuqisë, të sistemeve HVDC brenda diapazonit të frekuencës të specifikuar nga OST-ja përkatëse. Ky diapazon frekuencë duhet të përfshijë mënyrën e frekuencës lokale të sistemit HVDC dhe lëkundjet e pritshme të rrjetit; dhe

(ii) një ndryshim i transferimit të fuqisë aktive të sistemit HVDC nga operatori i rrjetit përkatës nuk çon në lëkundje të pashuara të fuqisë aktive ose reaktive të sistemit HVDC.

7. Në lidhje me simulimet e fuqisë aktive në rastin me shqetësime:

a) Pronari i sistemit HVDC do të simulojë aftësinë për të modifikuar shpejt fuqinë aktive në përputhje me nenin 13(1)(b); dhe

b) Simulimi do të konsiderohet i kaluar nëse përmbushen në mënyrë kumulative kushtet e mëposhtme:

(i) sistemi HVDC ka demonstruar operim të qëndrueshëm pas ndryshimit e sekuencës së fuqisë aktive të paraspecifikuar;

(ii) vonesa fillestare e rregullimit të fuqisë aktive është më e shkurtër se vlera e specifikuar në nenin 13(1)(b) ose e justifikuar në mënyrë të arsyeshme nëse është më e madhe.

8. Në lidhje me simulimet e shkëmbimit shpejt të fuqisë aktive, nëse zbatohet:

a) Pronari i sistemit HVDC duhet të simulojë aftësinë e shkëmbimit të shpejt të fuqisë aktive në pajtim me nenin 13(1)(c);

b) Simulimi do të konsiderohet i kaluar nëse përmbushen në mënyrë kumulative kushtet e mëposhtme:

(i) sistemit ka demonstruar operim të qëndrueshëm;

(ii) koha e rregullimit e fuqisë aktive është më e shkurtër se vlera e specifikuar në nenin 13(1)(c) ose e justifikuar në mënyrë të arsyeshme nëse është më e madhe.

Neni 74

Simulimet e pajtueshmërisë për modulet e parkut të lidhur në DC dhe njësitë konvertuese HVDC të largëta

1. Modulet e parkut të energjisë të lidhur në DC janë subjekt i simulimeve të pajtueshmërisë të detajuara në ketë nen. Certifikatat e pajisjeve mund të përdoren në vend të një pjese të simulimeve të përshkruara më poshtë, me kusht që t'i jenë siguruar më parë operatorit të sistemit.

2. Në lidhje me simulimet e injektimit “defekt rrymë të shpejtë”:

a) Pronari i parkut të energjisë i lidhur në DC do të simulojë aftësinë për injektim “defekt rrymë të shpejtë” sipas kushteve të përcaktuara në nenin 20(2)(b) të Rregullores së EU 2016/631.

b) Simulimi do të konsiderohet i kaluar nëse demonstron pajtueshmëria me kërkesat në përputhje me nenin 20(2)(b) të Rregullores së EU 2016/631.

3. Në lidhje me simulimet e rivendosjes së fuqisë aktive pas defektit:

a) Pronari i Modullit të parkut i lidhur në DC do të simulojë aftësinë për rivendosje të fuqisë aktive pas defektit sipas kushteve të përcaktuara në nenin 20(3)(a) të Rregullores së EU 2016/631; dhe

b) Simulimi do të konsiderohet i kaluar nëse sigurohet pajtueshmëria me kërkesat në përputhje me nenin 20(3)(a) të Rregullores së EU 2016/631.

4. Në lidhje me simulimet e aftësisë për fuqi reaktive të moduleve të parkut të energjisë të lidhur në DC:

a) Pronari i parkut të energjisë i lidhur në DC duhet të simulojë aftësinë për absorbim dhe gjenerim të fuqisë reaktive sipas kushteve të referuara në nenin 40(2); dhe

b) Simulimi do të konsiderohet i kaluar nëse përmbushen në mënyrë kumulative kushtet e mëposhtme:

(i) modelet e simulimit të moduleve të parkut të lidhur në DC vlerësohen kundrejt testeve të pajtueshmërisë për aftësi për fuqi reaktive siç referohet në nenin 70(2);

(ii) demonstron pajtueshmëria me kërkesat siç përmendet në nenin 40(2).

5. Në lidhje me simulimet e aftësisë për fuqi reaktive të njërive konvertuese të largëta HVDC:

a) Pronaret e njërive konvertuese të largëta HVDC ose pronaret e stacioneve konvertues të largët HVDC duhet të simulojnë aftësinë për aftësi për absorbim dhe gjenerim të fuqisë reaktive sipas kushteve referuar në nenin 48(2); dhe

b) Simulimi do të konsiderohet i kaluar nëse përmbushen në mënyrë kumulative kushtet e mëposhtme:

(i) modeli i simulimit të njësisë konvertuese të largët HVDC ose të stacionit konvertues të largët HVDC vlerësohet kundrejt testeve të pajtueshmërisë për aftësi për fuqi reaktive siç referohet në nenin 70(3);

(ii) demonstron pajtueshmëria me kërkesat e referuara në nenin 48(2).

6. Në lidhje me simulimet e kontrollit të shuarjes së lëkundjeve të fuqisë:

a) Pronari i parkut të lidhur në DC do të simulojë aftësinë për shuarje të lëkundjeve të fuqisë sipas kushteve të referuara në nenin 21(3)(f) të Rregullores së EU 2016/631; dhe

b) Simulimi do të konsiderohet i kaluar nëse modeli demonstron pajtueshmëri me kushtet e nenin 21(3)(f) të Rregullores së EU 2016/631.

7. Në lidhje me simulimet e aftësisë së operimit në avari:
- a) Pronari i parkut të energjisë i lidhur në DC do të simulojë aftësinë e operimit nën kushtet e referuara në nenin 16(3)(a) të Rregullores së EU 2016/631;
 - b) Simulimi do të konsiderohet i kaluar nëse modeli demonstroi pajtueshmëri me kushtet e nenin 16(3) (a) të Rregullores së EU 2016/631.

KAPITULLI 4 UDHËZUES JODETYRUES DHE MONITORIMI I IMPLEMENTIMIT

Neni 75

Udhëzues jodetyrues mbi implementimin

1. Jo më vonë se gjashtë muaj pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregullore, ENTSO për Energji Elektrike do të përgatisë dhe më pas çdo dy vjet do të sigurojë udhëzime me shkrim jo të detyrueshme për anëtarët e saj dhe operatorët e tjerë të sistemit në lidhje me elementet e kësaj Rregulloreje që kërkojnë vendime kombëtare. ENTSO për Energji Elektrike do ta publikojë këtë udhëzues në faqen e saj të internetit.³

2. ENTSO-E do të konsultohet me palët e interesuara kur jep udhëzime jodetyruese.⁴

3. Udhëzimi jodetyrues i publikuar nga ENTSO-E shpjegon çështjet teknike, kushtet dhe ndërvarësitë që duhet të merren parasysh kur përmbushin kërkesat e kësaj Rregulloreje në nivel kombëtar.

Neni 76

Monitorimi

1. ENTSO për Energji Elektrike do të monitorojë zbatimin e kësaj Rregulloreje për Palët Kontraktuese, OST-të e të cilëve janë anëtare të ENTSO për Energji Elektrike. Sekretariati dhe Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë do të monitorojnë zbatimin e kësaj Rregulloreje për Palët Kontraktuese, OST-të e të cilëve nuk janë anëtarë të ENTSO për Energjinë Elektrike në përputhje me nenin 8 (8) të Rregullores (KE) nr. 714/2009. Monitorimi do të marrë parasysh listën e informacionit përkatës të zhvilluar nga Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë dhe atë dhe duhet të mbulojë në veçanti çështjet e mëposhtme:⁵

- a) Identifikimin e çdo divergjence në zbatimin kombëtar të kësaj Rregulloreje;
- b) Vlerësimi nëse zgjedhja e vlerave dhe shkon në kërkesat e zbatueshme për sistemet HVDC dhe modulet e parkut të fuqisë të lidhur me energji elektrike sipas kësaj rregulloreje vazhdon të jetë e vlefshme.

ENTSO-E duhet t'i raportojë gjetjet e tij Sekretariatit dhe Bordit Rregullativ 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-E, duhet të paraqesë në 12 muaj pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje një listë të informacionit relevant që do të komunikohet nga ENTSO-E në përputhje me nenin 8 (9) dhe nenin 9 (1) të Rregullores (KE) nr. 714/2009. Lista e informacionit përkatës mund t'i nënshtrohet përditësimeve. ENTSO për Energji Elektrike do të mbajë një format të plotë, të standardizuar, arkiv të të dhënave digjitale të informacionit të kërkuar nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë.⁶

3. OST-të përkatëse do t'i dorëzojnë Sekretariatit, Bordi Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe ENTSO-E informacionin e kërkuar për kryerjen e detyrave të përmendura në paragrafët 1 dhe 2.⁷

Bazuar në një kërkesë të autoritetit rregullator, OSSHEE-të do t'i sigurojnë OST-ve informacione sipas paragrafit 1, përveç nëse informacioni është marrë tashmë nga autoritetet rregullatore, Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë ose Sekretariati, Bordi Rregullativ i Komunitetit të Energjisë, dhe

³ Neni 75, paragrafi (1), nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/04/PHLG-EnC.

⁴ Neni 75, paragrafi (2), nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/04/PHLG-EnC.

⁵ në përputhje me nenin 8 (8) të Rregullores (KE) nr. 714/2009 - teksti nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/04/PHLG-EnC.

⁶ Neni 76, paragrafi (2) nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/04/PHLG-EnC.

⁷ Paragrafi 2 - teksti nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/04/PHLG-EnC.

ENTSO-E në lidhje me detyrat e tyre monitoruese të zbatimit, me qëllim të shmangies së dyfishimit të informacion.

4. Kur ENTSO-E ose Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë krijojnë zona që i nënshtrohen kësaj Rregulloreje, kur, bazuar në zhvillimet e tregut ose në përvojën e mbledhur në zbatimin e kësaj Rregulloreje, këshillohet harmonizimi i mëtejshëm i kërkesave sipas kësaj Rregulloreje për të nxitur integrimin e tregut, ato propozojnë projektndryshime kjo Rregullore në përputhje me nenin 7 (1) të Rregullores (KE) nr. 714/2009.⁸

KREU VII DEROGIMET

Neni 77

Fuqia për të dhënë derogime

1. Autoriteti rregullator mundet që, me kërkesën e një pronari të sistemit HVDC ose pronarit të modulit të parkut të lidhur në DC, ose pronari të tyre të ardhshëm, operatori sistemi respektiv ose OST-së përkatëse, t'i japë pronarit të sistemit HVDC ose pronarit të moduleve të parkut të lidhur në DC, ose të pronarit të ardhshëm, operatori respektiv të sistemit ose OST-së përkatëse, derogime nga një ose më shumë dispozita të kësaj Rregulloreje për sistemet e reja dhe ekzistuese të HVDC dhe/ose moduleve të parkut të energjisë të lidhur në DC në përputhje me nenet 76 deri 80.

2. Kur zbatohen në Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, derogimet mund të jepen dhe mund të hiqen në përputhje me nenet 76 deri 79 edhe nga autoritete të tjera përveç autoritetit rregullator.

Neni 78

Dispozita të përgjithshme

1. Çdo autoritet rregullator do të specifikojë kriteret për dhënien e derogimeve në përputhje me nenin 79 dhe 81, pas konsultimit me operatorët respektiv të sistemit, pronarët e sistemit HVDC dhe pronarët e parqeve me module energjie të lidhur në DC, si dhe grupet e tjera të interesit të cilët i konsideron që preken nga kjo rregullore. Ai do t'i publikojë këto kriterë në faqen e tij të webit, si dhe njoftojë Sekretariatit për to brenda 9 muajve të përfundimit të afatit për transpozim të kësaj Rregulloreje. Sekretariati mundet t'i kërkojë një autoriteti rregullator të amendojë kriterin nëse ai konsiderohet jo në linjë me këtë rregullore. Kjo mundësi për të rishikuar dhe amenduar kriterin për dhënien e derogimeve nuk do të preke derogimet tashme të dhëna të cilat do të vazhdojnë të zbatohen deri në datën e caktuar përfundimit të afatit siç detajohet në vendimin për dhënien e derogimit.

2. Nëse autoriteti rregullator e konsideron që është e nevojshme që për shkak të ndryshimit në rrethanat në lidhje me zhvillimin e kërkesave të sistemit, ai mund të rishikojë dhe amendojë më së shumti një herë në vit kriteret për dhënien e derogimeve në përputhje me paragrafin 1. Çdo ndryshim në kriterë nuk do të zbatohet në derogimet për të cilat është bere tashme kërkesë.

3. Autoriteti rregullator mund të vendosë që sistemet HVDC ose modulet e parkut të energjisë të lidhur në DC për të cilat kërkesa për derogim është bërë në përputhje me nenet 79 deri 81, nuk ka nevojë të përputhet me kërkesat e kësaj Rregulloreje sipas së cilës është kërkuar një derogim që nga dita e parashtrimit të kërkesës deri sa të lëshohet vendimi i autoritetit rregullator

Neni 79

Kërkesa për derogim nga një pronar sistemit HVDC, pronar moduli të parkut HVDC

1. Pronarët e sistemit HVDC dhe pronarët e moduleve të parkut të energjisë së lidhur me anë të DC, ose pronari i tyre i ardhshëm, mund të kërkojnë një derogim për një ose disa nga kërkesat e kësaj Rregulloreje.

2. Kërkesa për një derogim duhet të plotësohet nga operatori përkatës i sistemit dhe duhet të përfshijë:

a) Identifikimin e pronarit të sistemit të HVDC ose pronarit të modulit të parkut të energjisë së lidhur me DC, ose pronari i tyre i ardhshëm, si dhe një person kontakti për çdo komunikim;

⁸ Neni 76, paragrafi (4) nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/04/PHLG-EnC.

b) Një përshkrim të sistemit të HVDC ose modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC për të cilin kërkohet derogimi;

c) Një referencë ndaj dispozitave të kësaj Rregulloreje për të cilat kërkohet derogimi, si dhe një përshkrim të hollësishëm të derogimit të kërkuar;

d) Arsyetimin e hollësishëm, me dokumentet relevantë mbështetëse dhe analizën kosto-përfitim në përputhje me kërkesat e nenit 66;

e) Demonstrimi se shmangia e kërkuar nuk do të ketë efekt të kundërt në tregtinë ndërkufitare;

f) Në rastin e një moduli të parkut të energjisë të lidhur me DC, të lidhur me një ose më shumë stacioneve konvertuese fundore të komanduar në distance të HVDC, prova që stacioni konvertuesi nuk do të ndikohet nga derogimi ose, në të kundërt, marrëveshja nga pronari i stacionit konvertues me derogimin e propozuar.

3. Brenda dy javëve nga marrja e kërkesës për derogim, operatori i sistemit përkatës do t'i konfirmojë pronarit të sistemit HVDC ose pronarit të modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC ose pronarit të ardhshëm, nëse kërkesa është e plotë. Nëse operatori i sistemit përkatës e konsideron se kërkesa nuk është e plotë, pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC ose pronarit të ardhshëm duhet të paraqesë informacion shtesë të kërkuar brenda një muaji nga marrja e kërkesës për informacion shtesë. Nëse pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC ose pronari i ardhshëm nuk do të ofrojë informacionin e kërkuar brenda këtij afati kohor, kërkesa për një shmangie do të konsiderohet e tërhequr.

4. Operatori i sistemit respektiv në koordinim me OST-në respektive dhe çdo OSSH fqinje të prekur, do të vlerësojë kërkesën për derogim dhe sigurojë analizat e kosto-përfitimit duke marrë parasysh kriterin e përcaktuar nga autoriteti rregullator në përputhje me nenin 78.

5. Nëse kërkesa për derogim ka të bëjë me një sistem HVDC ose një modul të parkut të energjisë të lidhur me DC të lidhur me një sistem shpërndarjeje, duke përfshirë një sistem të shpërndarjes së mbyllur, vlerësimi i operatorit përkatës të sistemit duhet të shoqërohet me një vlerësim të kërkesës për një derogim nga OST-ja përkatëse. OST-ja përkatëse do të sigurojë vlerësimin e saj brenda dy muajve nga data e kërkesës për ta bërë këtë nga operatori përkatës i sistemit.

6. Brenda gjashtë muajve nga marrja e kërkesës për derogim, operatori i sistemit përkatës do t'ia përcjellë kërkesën autoritetit rregullator dhe të paraqesë vlerësimin(et) e përgatitur(a) në përputhje me paragrafët 4 dhe 5. Ky afat mund të zgjatet nga një muaj ku operatori i sistemit përkatës kërkon informata shtesë nga pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC ose pronarit të ardhshëm, dhe në dy muaj, ku operatori i sistemit përkatës kërkon OST-ja përkatëse të paraqesë vlerësimin e kërkesës për një derogim.

7. Autoriteti rregullator do të marrë vendim në lidhje me çdo kërkesë për derogim brenda gjashtë muajve nga dita pas marrjes së kërkesës. Ky afat kohor mund të zgjatet për tre muaj para skadimit të saj, kur autoriteti rregullator kërkon informacion shtesë nga pronari i sistemit HVDC ose pronari i parkut të moduleve të energjisë të lidhur në DC ose pronari i ardhshëm, ose nga çdo palë tjetër të interesuar. Periudha shtesë fillon kur informacioni i plotë është marrë.

8. Pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC ose pronari i ardhshëm, duhet të paraqesë çdo informacion shtesë të kërkuar nga autoriteti rregullator brenda dy muajve të një kërkesë të tillë. Nëse pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC ose pronari i ardhshëm, nuk do të ofrojë informacionin e kërkuar brenda këtij afati kohor, kërkesa për derogim do të konsiderohet e tërhequr nëse, para skadimit të saj:

a) Autoriteti rregullator vendos për një shtyrje të afatit; ose

b) Pronari i sistemit HVDC ose pronari i modulit të parkut të energjisë të lidhur në DC ose pronari i ardhshëm, informon autoritetin rregullator me anë të arsyetimit të paraqitur se 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 një derogim, ai do të përcaktojë kohëzgjatjen e tij.

10. Autoriteti rregullator duhet të njoftojë për vendimin e tij pronarin e sistemit HVDC ose pronarin e modulit të parkut të energjisë të lidhur me DC, ose pronarin e tyre të ardhshëm, operatorit përkatës të sistemit dhe OST-së përkatëse.

11. Një autoritet rregullator mund të revokojë vendimin për dhënien e një derogimi nëse rrethanat dhe arsyet themelore nuk vlejné më, ose pas një rekomandimi të arsyetuar të Sekretariatit ose rekomandimi të arsyetuar nga ECRB në pajtim me nenin 83(2).

Neni 80

Kërkesa për derogim nga operatori relevant i sistemit

1. Operatorët përkatës të sistemit ose OST-të përkatëse mund të kërkojnë një derogim për llojet e sistemeve HVDC ose modulet e parkut të fuqisë të lidhur me DC, tashme të lidhur ose që do të lidhen me rrjetin e tyre.

2. Operatorët përkatës të sistemit ose OST-të përkatëse duhet të paraqesin kërkesat e tyre për derogim Autoritetit Rregullator. Çdo kërkesë për një derogim duhet të përfshijë:

a) Identifikimi i operatorit përkatës të sistemit ose OST-së përkatëse dhe një person kontakti për çdo komunikim;

b) Një përshkrim të sistemeve HVDC ose moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC për të cilat kërkohet derogimi, kapacitetin e përgjithshëm të instaluar dhe numrin e sistemeve HVDC ose moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC;

c) Kërkesën ose kërkesat e kësaj Rregulloreje për të cilat kërkohet një derogim, me një përshkrim të hollësishëm të derogimit të kërkuar;

d) Arsyetim i hollësishëm, me të gjitha dokumentet përkatëse mbështetëse;

e) Demonstrimi se shmangia e kërkuar nuk do të kishte efekt të kundërt në tregtimin ndërkuftar;

f) Një analizë kosto-përfitim në përputhje me kërkesat e nenit 66. Nëse zbatohet, analiza kosto-përfitim kryhet në koordinim me OST-në përkatëse dhe çdo OSSH-të fqinje.

3. Kur kërkesa për një derogim paraqitet nga një OSSH ose OSSH e mbyllur, Autoriteti Rregullator, duhet që brenda dy javësh nga dita pas marrjes së asaj kërkesë, t'i kërkojë OST-së përkatëse të vlerësojë kërkesën për derogimin në dritën e kriterëve të përcaktuara nga autoriteti rregullator sipas nenit 78.

4. Brenda dy javësh nga dita pas marrjes së një kërkesë të tillë për vlerësim, OST-ja përkatëse do t'i konfirmojë OSSH-së përkatës ose OSSH-së së mbyllur nëse kërkesa për derogim është e plotë. Nëse OST-ja përkatëse konsideron se është i paplotë, OSSH-ja përkatëse ose OSSH-ja e mbyllur duhet të paraqesë informacionin shtesë të kërkuar brenda një muaji nga marrja e kërkesës për informacione shtesë.

5. Brenda gjashtë muajve nga marrja e një kërkesë për derogim, OST-ja përkatëse duhet t'i paraqesë Autoritetit Rregullator vlerësimin e tij, duke përfshirë çdo dokumentacion të rëndësishëm. Afati gjashtëmuajor mund të zgjatet me një muaj, kur OST-ja përkatëse kërkon informacion të mëtejshëm nga OSSH-ja përkatëse ose nga OSSH-ja e mbyllur respektive.

6. Autoriteti rregullator do të miratojë vendimin në lidhje me një kërkesë për derogim brenda gjashtë muajve nga dita pas pranimit të kërkesës. Kur kërkesa për derogim dorëzohet nga OSSH-ja përkatëse ose OSSH-ja e mbyllur, afati prej gjashtë muajsh varet nga dita pas marrjes së vlerësimit përkatës të OST-së në pajtim me paragrafin 5.

7. Afati gjashtëmuajor i përmendur në paragrafin 6, mund të zgjatet, përpara përfundimit të tij, edhe për tre muaj të tjerë, kur Autoriteti Rregullator kërkon informacione të mëtejshme nga operatori i sistemit përkatës që kërkon derogimin ose nga ndonjë palë tjetër e interesuar. Kjo periudhë shtesë do të zgjatet duke filluar nga dita pas datës së marrjes së informacionit të plotë. Brenda dy muajve nga data e kërkesës, operatori i sistemit përkatës duhet të ofrojë çdo informacion shtesë të kërkuar nga Autoriteti Rregullator. Nëse operatori i sistemit përkatës nuk ofron informacionin e kërkuar shtesë brenda këtij afati kohor, kërkesa për derogim do të konsiderohet e tërhequr nëse, para përfundimit të afatit kohor:

a) Autoriteti rregullator vendos të shtyje afatin; ose

b) Operatori i sistemit përkatës njofton autoritetin rregullator duke paraqitur në mënyrë të arsyetuar se kërkesa për një derogim është e plotë.

8. Autoriteti rregullator do të lëshojë një vendim të arsyetuar në lidhje me kërkesën për derogim. Kur autoriteti rregullator jep një derogim, ai specifikon kohëzgjatjen e tij.

9. Autoriteti rregullator do të njoftojë për vendimin e tij operatorin e sistemit që kërkon derogimin, OST-në respektive, Sekretariatit dhe Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë.

10. Autoritetet rregullatore mund të përcaktojnë kërkesa të mëtejshme lidhur me përgatitjen e kërkesave për derogime nga operatorët përkatës të sistemit. Duke vepruar kështu, autoritetet rregullatore do të marrin parasysh ndarjen midis sistemit të transmetimit dhe sistemit të shpërndarjes në

nivel kombëtar dhe do të konsultohet me operatorët e sistemit, pronarët e sistemit HVDC, pronarët e moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC dhe palët e interesuara, përfshirë prodhuesit.

11. Autoriteti rregullator mund të tërheqë vendimin për dhënien e një derogimi nëse rrethanat dhe arsyet themelore nuk zbatohen më, ose në bazë të një rekomandimi të arsyetuar të Sekretariatit ose rekomandimit të arsyetuar nga ECRB sipas nenit 83 (2).

Neni 81

Kërkesa për derogime nga dispozitat e kreut III nga pronari i modulit të parkut të lidhur në DC

1. Kërkesa për derogim ndaj dispozitave të nenit 40 (1) (b) dhe (c), nenit 40 (2) (a) dhe (b), dhe nenet 41 deri 45 nuk i nënshtrohet nenit 79 (2) (d) dhe (e) kur kërkesa lidhet me një modul të parkut të energjisë të lidhur me anë të DC, ose që do të ketë një lidhje të vetme në një zonë të vetme sinkrone.

2. Autoriteti rregullator mund të bashkëngjisë çdo lloj kushti në një vendim në lidhje me kërkesën për derogim të përmendur në paragrafin 1. Kjo mund të përfshijë kushtin që zhvillimi i lidhjes në një rrjet multiterminal ose që lidhja e një moduli të parkut të energjisë shtesë në të njëjtën pikë, për të cilin po vlerësohet derogimi po vlerësohet nga autoriteti rregullator ose të mos merret në konsideratë. Autoriteti rregullator do të marrë parasysh nevojën për të optimizuar konfigurimin midis modulit të parkut të energjisë të lidhur me anë të DC dhe stacionit fundor konvertues HVDC të komanduar në distancë, si dhe pritshmërive legjitime të pronarit të modulit të parkut të energjisë së lidhur me DC kur të miratojë një vendim lidhur me një kërkesë për një derogim.

Neni 82

Regjistri i Derogimeve për kërkesat e kësaj rregulloreje

1. Autoritetet Rregullatore do të mbajnë një regjister të të gjitha derogimeve që ato kanë dhënë ose refuzuar dhe t'i ofrojnë Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë regjistrin e përditësuar së paku çdo gjashtë muaj, një kopje e të cilit i jepet ENTSO-E.

2. Regjistri duhet të përmbajë:

- a) Kërkesën ose kërkesat për të cilin është dhënë ose refuzuar derogimi;
- b) Përmbajtjen e derogimit;
- c) Shkakun e dhënies ose refuzimit të derogimit;
- d) Pasojat që rrjedhin nga dhënia e derogimit.

Neni 83

Monitorimi i derogimeve

1. Sekretariati dhe Bordit Rregullator i Komunitetit të Energjisë do të monitorojnë procedurën e dhënies derogimeve në bashkëpunimin e autoritetet rregullatore ose autoritetet përkatëse të Palëve Kontraktuese. Këto autoritete apo autoritetet përkatëse të Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë do t'i sigurojnë Bordit Rregullator i Komunitetit të Energjisë të gjitha informatat e nevojshme për këtë qëllim.

2. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë mund të lëshojë një rekomandim të arsyetuar te një autoritet rregullator për anulimin e një përjashtimi për shkak të mungesës së arsytimit. Sekretariati mund të lëshojë rekomandim të arsyetuar për një autoritet rregullator ose autoriteti përkatës i një Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë mund të anulojë një derogim për shkak të mungesës së arsytimit.

3. Sekretariati mund të kërkojë nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë për të raportuar mbi zbatimin e paragrafëve 1 dhe 2 dhe të japin arsyet për të kërkesën ose jo të anulimit të derogimeve.

KREU VIII DISPOZITA FINALE

Neni 84

Amendimet e kontratave dhe terma e kushte të përgjithshme

1. Autoritetet rregullatore duhet të sigurojnë që të gjitha klauzolat relevantë në kontratat dhe kushtet e përgjithshme lidhur me lidhjen me rrjetin të sistemeve të reja të HVDC ose moduleve të reja të parkut të energjisë të lidhur me DC-në, të jenë në përputhje me kërkesat e kësaj Rregulloreje.

2. Të gjitha klauzolat përkatëse në kontratat dhe termat dhe kushtet e përgjithshme lidhur me lidhjen e rrjetit të sistemeve ekzistuese të HVDC ose moduleve ekzistuese të parkut të energjisë të lidhur me DC, që iu nënshtrohen të gjitha ose disa prej kërkesave të kësaj Rregulloreje, në përputhje me paragrafin 1, të nenit 4, duhet të ndryshohen në mënyrë që të jenë në përputhje me kërkesat e kësaj Rregulloreje. Klauzolat përkatëse do të ndryshohen brenda tre vjetëve pas vendimit të autoritetit rregullator ose të Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, siç përmendet në nenin 4 (1).

3. Autoritetet rregullatore duhet të sigurojnë që marrëveshjet kombëtare midis operatorëve të sistemit dhe pronarëve të sistemeve të reja ose ekzistuese të HVDC dhe moduleve të parkut të energjisë të lidhura me DC, që janë subjekt i kësaj Rregulloreje dhe që lidhen me kërkesat e lidhjes me rrjetit të sistemeve HVDC dhe moduleve të parkut të energjisë të lidhur me DC, kodet e rrjetit, të reflektojnë kërkesat e përcaktuara në këtë Rregullore.

Neni 85

Sistemet HVDC ose modulet e parkut të lidhur në DC të lidhur me zonën sinkronë ose zonën e kontrollit jo të lidhur me legjislacionin e EU

1. Kur një sistem HVDC në të cilin zbatohen kërkesat e kësaj rregulloreje, lidh zonat sinkronë ose zonat e kontrollit, me të paktën një zonë sinkronë ose një zonë kontrolli që nuk përfshihet në fushën e zbatimit të legjislacionit të Komunitetit të Energjisë, OST-ja përkatëse ose, aty ku është e zbatueshme, pronari i sistemit HVDC do të përpiqet të zbatojë një marrëveshje për të siguruar që pronarët e sistemeve HVDC pa detyrim ligjor për të përmbushur këtë Rregullore, gjithashtu, të bashkëpunojnë për të përmbushur kërkesat.

2. Nëse një marrëveshje siç përmendet në paragrafin 1 nuk mund të zbatohet, OST-ja përkatëse ose, sipas rastit, pronari i sistemit HVDC në fjalë duhet të përdorë të gjitha mjetet në dispozicion për të përmbushur kërkesat e kësaj Rregulloreje.

Neni 86

Hyrja në fuqi⁹

1. Kjo rregullore hyn në fuqi në ditën e njëzetë pas publikimit të saj në Fletoren Zyrtare të Komunitetit të Energjisë. Pa rënë ndesh me nenet 4 (2) (b), 5, 73, 74, dhe 76, kërkesat e kësaj Rregulloreje do të aplikohen tre vjet pas publikimit. Kjo Rregullore është detyruese në tërësinë e saj dhe drejtpërdrejt e zbatueshme në të gjitha Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë.

Kjo rregullore është e detyrueshme në tërësinë e saj dhe është e zbatueshme drejtpërdrejtë në të gjitha Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë.

⁹ Neni 86 nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/04/PHLG-EnC.

ANEKSI I
DIAPAZONI I FREKUENCËS SIPAS NENIT 11

Diapazoni i frekuencës	Koha për operim
47.0 Hz – 47.5 Hz	60 sekonda për çdo pale kontraktuese; dhe 20 sekonda për Gjeorgjinë
47.5 Hz – 48.5 Hz	Të specifikohet nga çdo OST, por jo më shumë se koha e caktuar për gjenerimin dhe kërkesën, në pajtim me Rregullores së EU 2016/631 dhe [DCC], dhe më e gjatë se koha e PPMs të lidhur në DC në përputhje me nenin 39
48.5 Hz – 49.0 Hz	Të specifikohet nga çdo OST, por më e gjatë se koha e përcaktuar për gjenerimin dhe kërkesën në pajtim me Rregullores së EU 2016/631 dhe [DCC] respektivisht, dhe më e gjatë se për PPMs e lidhur në DC sipas nenit 39
49.0 Hz – 51.0 Hz	Pa kufizim
51.0 Hz – 51.5 Hz	Të specifikohet nga çdo OST, por më e gjatë se koha e përcaktuar për gjenerim dhe kërkesën në pajtim me Rregullores së EU 2016/631 dhe [DCC] respektivisht, dhe më e gjatë se për PPMs e lidhur në DC sipas nenit 39
51.5 Hz – 52.0 Hz	Të specifikohet nga çdo OST, por më e gjatë se koha e PPMs të lidhur në DC sipas nenit 39

Tabela 1: Periudha minimale e kohës që një sistem HVDC duhet të jetë në gjendje të operojë për frekuenca të ndryshme, që ndryshojnë nga vlera nominale pa u shkyçur nga rrjeti.

ANEKSI II
KËRKESAT QË ZBATOHEN NË FSM, LFSM-O DHE LFSM-U

A. Mënyra në ndjeshmëri të frekuencës

1. Kur operon në Mënyrën në Ndjeshmëri të Frekuencës (FSM):

a) Sistemi HVDC duhet të jetë i aftë t'i përgjigjet devijimeve të frekuencës çdo rrjeti të lidhur AC duke rregulluar transmetimin e fuqisë aktive siç tregohet në figurën 1 dhe në përputhje me parametrat e specifikuar nga çdo OST brenda hapave të treguar në tabelën 2. Ky specifikim do të jetë subjekt njoftimi në Autoritetin Rregullator. Modalitetet e atij njoftimi do të përcaktohen në pajtim me kuadrin e zbatueshëm rregullator kombëtar;

b) Rregullimi i përgjigjes së fuqisë aktive duhet të jetë në kufijtë nga kapaciteti minimal i transmetimit të fuqisë aktive të HVDC deri në kapacitetin maksimal të transmetimit të fuqisë aktive të sistemit HVDC (në secilin drejtim).

Figura 1

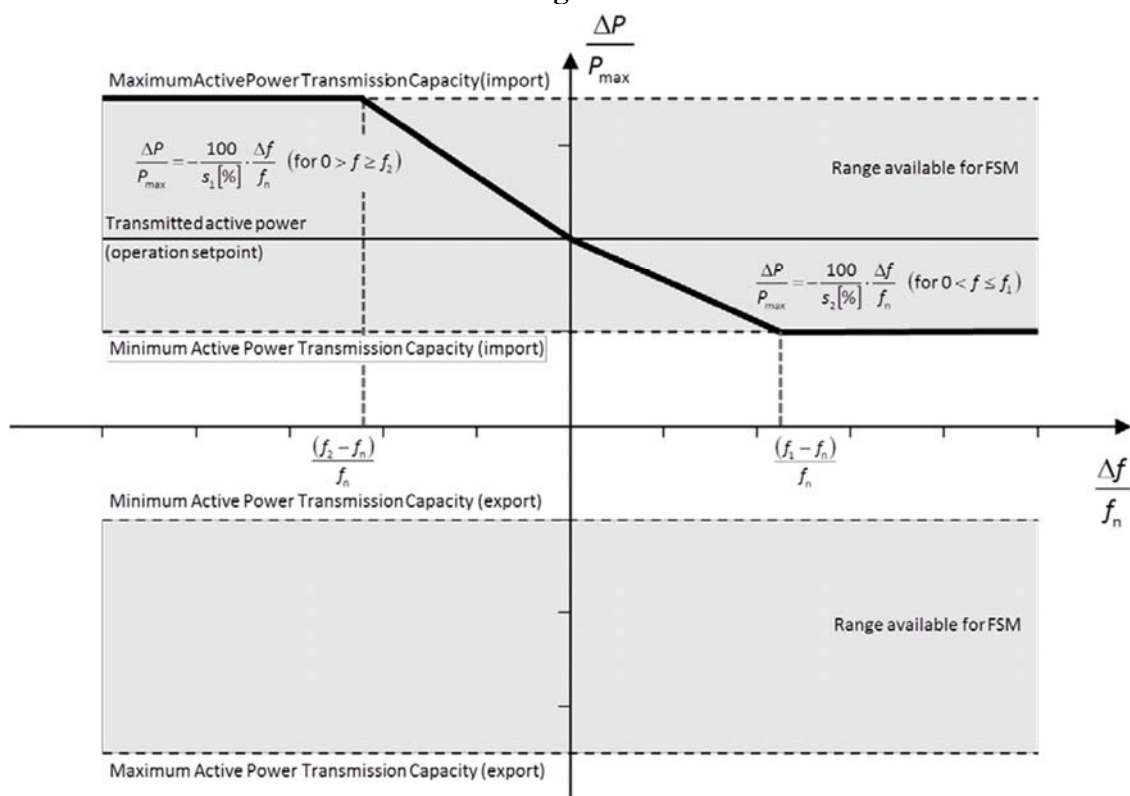


Figura 1: Aftësia e përgjigjes fuqisë aktive ndaj frekuencës së një sistemi HVDC në FSM duke ilustruar rastin me 0 deadbande dhe pandjeshmëri, me tarim pozitiv të fuqisë aktive (mënyra në import). ΔP është ndryshimi e daljes së fuqisë aktive nga sistemit HVDC. f_n është targeti i frekuencës në rrjetin AC kur ofrohet shërbimi FSM dhe Δf është devijimi i frekuencës në rrjetin AC kur ofrohet shërbimi FSM.

Tabela 2: Parametrat për përgjigje të fuqisë aktive ndaj frekuencës në FSM

Parametrat	Diapazonet
deadbanda e përgjigjes së frekuencës	0 – ±500mHz
përkulja $s1$ (rregullimi lart)	minimumi 0.1%
përkulja $s2$ (rregullimi poshtë)	minimumi 0.1%
pandjeshmëria e përgjigjes së frekuencës	maximum 30 mHz

c) Sistemi HVDC do të jetë në gjendje, pas udhëzimeve nga OST-ja, të rregullojë përkuljen për rregullim lart dhe poshtë, deadbanda e përgjigjes frekuencës dhe shkallët operationale të ndryshimit brenda shkallëve të disponueshme të fuqisë aktive për FSM, të dhëna në figurën 1 dhe në përgjithësi brenda limiteve të caktuara nga pikat (a) dhe (b). Këto vlera do të jenë subjekt i njoftimit tek Autoriteti Rregullator. Modalitetet e njoftimit do të caktohen në përputhje me zbatimin e kuadrit rregullator kombëtar.

d) Si rezultat i ndryshimit me hap të frekuencës, sistemi HVDC do të jetë në gjendje të rregullojë fuqinë aktive si përgjigje të fuqisë aktive ndaj frekuencës siç përcaktohet në figurën 1, në mënyrë të tillë që ajo përgjigje të jete:

(i) sa më shpejt natyrshëm të jetë e mundur; dhe

(ii) në ose sipër vijës solide në përputhje me figurën 2 në përputhje me parametrat e specifikuar nga çdo OST-ja relevante brenda diapazonit në përputhje me tabelën 3:

- sistemi HVDC duhet të jetë në gjendje të rregullojë daljen e fuqisë aktive ΔP mbi kufirin e diapazonit të fuqisë aktive të kërkuar nga OST-ja përkatëse në përputhje me kohet $t1$ dhe $t2$, në

përputhje me diapazonin në tabelën 3, ku t_1 është vonesa fillestare dhe t_2 është koha e aktivizimit të plotë. Vlerat e t_1 dhe t_2 do të specifikohen nga OST-ja përkatëse, dhe jenë subjekt i njoftimit të autoritetit rregullator. Modalitetet e atij njoftimi do të caktohen në përputhje me kuadrin e zbatueshëm ligjor kombëtar;

- nëse vonesa fillestare është më e madhe se 0.5 sekonda, pronari i sistemit HVDC do t'ia justifikojë në mënyrë të arsyeshme OST-në përkatëse.

Figura 2

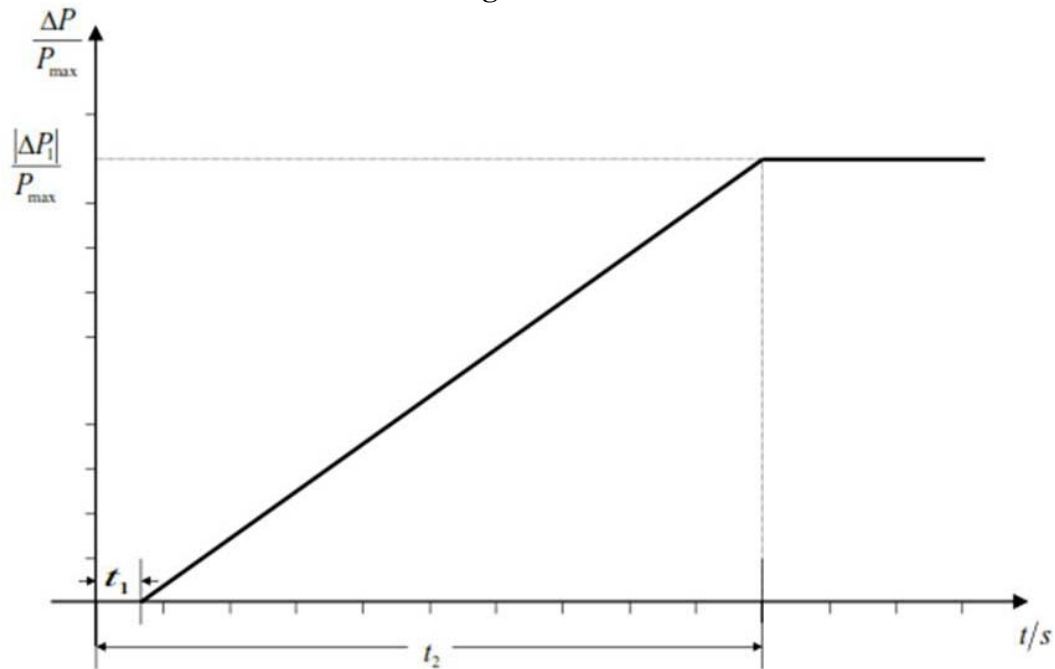


Figura 2: Aftësia e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës së një sistemit HVDC. ΔP është ndryshimi në fuqi aktive i nxitur nga ndryshimi me hap i frekuencës.

Tabela 3: Parametrat për aktivizim të plotë të përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës si rezultat i ndryshimit me hap të frekuencës.

Parametrat	Koha
Vonesa maksimale e lejuar e kohës fillestare t_1	0.5 sekonda
Koha maksimale e lejuar për aktivizim të plotë t_2 përveç kur specifikohet më e gjatë nga OST-ja përkatëse	30 sekonda

e) Për sistemet HVDC që lidhin zona kontrolli të ndryshme ose zona sinkrone, në operimin në mënyrën me ndjeshmëri të frekuencës, sistemi HVDC do të jetë në gjendje të rregullojë përgjigjen e fuqisë aktive ndaj frekuencës në çdo kohë dhe për periudha kohë të vazhdueshme;

f) Për aq sa devijimi i frekuencës vazhdon kontrolli i fuqisë aktive nuk do të ketë ndikim negativ në përgjigjen e fuqisë aktive ndaj frekuencës.

B. Mënyra me ndjeshmëri të kufizuar në mbifrekuencë:

4. Përveç kërkesave të nenit 11 kërkesat e mëposhtme do të zbatohen në lidhje me ‘Mënyrën me ndjeshmëri të kufizuar në mbifrekuencë’(LFSM-O);

a) Sistemet HVDC duhet të jenë në gjendje të rregullojnë përgjigjen e fuqisë aktive ndaj frekuencës për rrjetin AC dhe rrjetat, si gjatë importit ashtu dhe eksportit, në përputhje me figurën 3 në një prag të frekuencës f_1 ndërmjet dhe përfshirë 50.2 Hz dhe 50.5 Hz me përkulje S3 të rregullueshme nga 0.1% e lart;

b) Sistemet HVDC duhet të jenë në gjendje të rregullojnë fuqinë aktive poshtë minimumit të kapacitetit transmetimit të fuqisë aktive të HVDC;

c) Sistemet HVDC duhet të jenë në gjendje të rregullojnë përgjigjen e fuqisë aktive ndaj frekuencës sa më shpejt natyrshëm të jetë teknikisht e arritshme, me një vonesë fillestare dhe kohë të plotë të aktivizimit të përcaktuar nga OST-ja përkatëse dhe njoftojnë autoritetin rregullator në përputhje me kornizën e zbatueshme rregullatorë kombëtare;

d) Sistemet HVDC duhet të jenë në gjendje të operojnë qëndrueshëm gjatë operimit LFSM-O. Kur LFSM-O është aktiv hierarkia e e kontrollit të funksioneve duhet të organizohet në përputhje me nenin 35.

5. Pragjet e frekuencës dhe parametrat e përkuljes referuar në pikën (a) të paragrafit 1 duhet të përcaktohen nga OST-ja përkatëse dhe i njoftohen autoritetit rregullator në përputhje me kornizën e zbatueshme rregullatorë kombëtare.

Figura 3

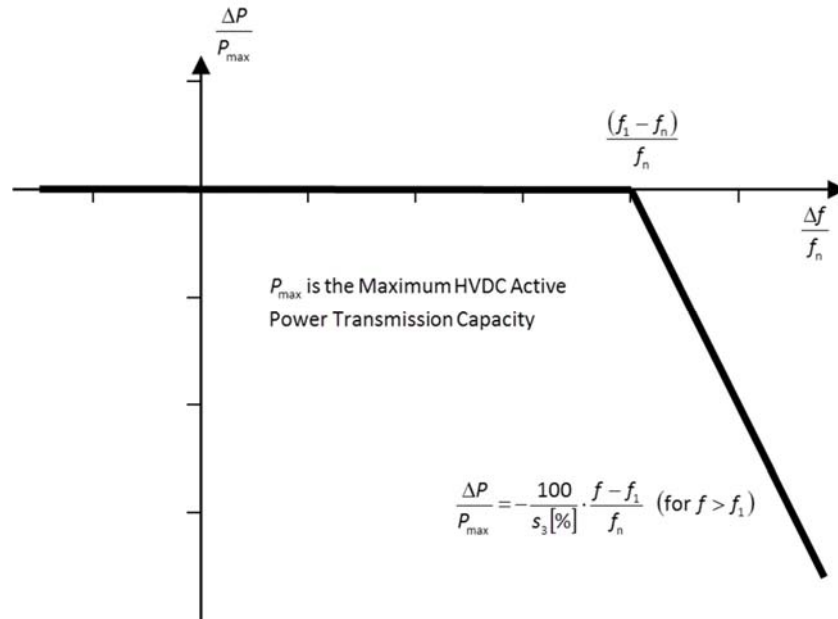


Figura 3: aftësia e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës të sistemeve HVDC në LFSM-O. ΔP është ndryshimi në daljen e fuqisë aktive nga sistemi HVDC dhe, në varësi të kushteve të operimit, si në zvogëlim të importit ose në rritje të eksportit. f_n është frekuenca nominale e rrjetit ose rrjetave AC ku sistemi HVDC është lidhur dhe Δf është ndryshimi i frekuencës i rrjetit ose rrjetave AC ku HVDC është i lidhur. Në mbifrekuenca ku f është sipër f_1 sistemi HVDC duhet të reduktojë fuqinë aktive në përputhje me parametrat e përkuljes.

C. Mënyra me ndjeshmëri të kufizuar në nënfrekuencë

6. Përveç kërkesave të nenit 11, do të zbatohen në lidhje me mënyrën me ndjeshmëri të kufizuar në nënfrekuencë (LFCM-U) edhe:

a) Sistemi HVDC do të jetë në gjendje të rregullojë përgjigjen e fuqisë aktive në rrjetin ose rrjetat AC, si gjatë importit edhe gjatë eksportit, në përputhje me figurën 4 në një prag frekuence f_2 ndërmjet dhe përfshirë 49.8 Hz dhe 49.5 Hz me përkulje s_4 të rregullueshme nga 0.1% në drejtimin lart;

b) Në mënyrën në LFSM-U, sistemi HVDC duhet të jetë në gjendje të rregullojë fuqinë aktive deri në kapacitetin maksimal të transmetimit të fuqisë aktive të HVDC;

c) Përgjigja e fuqisë aktive ndaj frekuencës duhet të aktivizohet sa më shpejt natyrshëm të jetë e arritshme teknikisht, me vonesë fillestare dhe kohë të aktivizimit të plotë të përcaktuar nga OST-ja përkatëse dhe të njoftojë autoritetin rregullator në pajtim me kuadrin e zbatueshëm rregullator kombëtar;

d) Sistemi HVDC duhet të jetë në gjendje të operojë qëndrueshëm gjatë operimit në LFSM-U. Kur aktivizohet LFSM-U është aktive, hierarkia e kontrolleve të funksionit duhet të organizohet në përputhje me nenin 35.

7. Pragu dhe parametrat e përkuljes referuar në pikën (a), të paragrafit 1, duhet të përcaktohen nga OST-ja përkatëse dhe t'i njoftohen autoritetit rregullator në përputhje me kuadrin e zbatueshëm ligjor kombëtar.

Figura 4

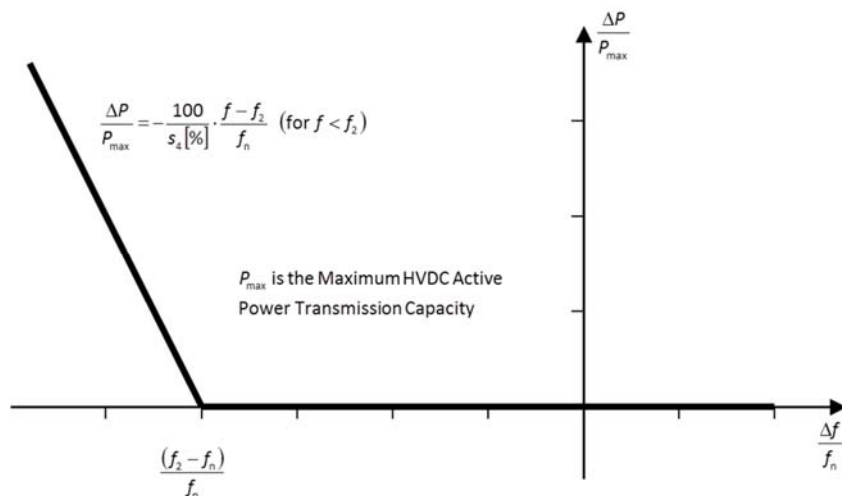


Figura 4: Aftësia për përgjigje të fuqisë aktive të frekuencës të sistemeve HVDC në LFSM-U. ΔP është ndryshimi në dalje të fuqisë aktive nga sistemi HVDC, në varësi të kushteve të operimit, një zvogëlim i importit ose rritje e eksportit. f_n është frekuenca nominale e rrjetit ose rrjetave AC ku sistemi HVDC është lidhur. Në nënfrekuencë ku, f është poshtë f_2 , sistemi HVDC duhet të rrisë daljen e fuqisë aktive në përputhje me përkuljen s_1 .

ANEKSI III DIAPAZONET E TENSIONIT SIPAS NENIT 18

Tabela 4: Periudhat minimale të kohës që një sistem HVDC duhet të jetë në gjendje të operojë për devijim të tensionit nga vlera referente 1 pu në pikën e lidhjes pa u shkëqur nga rrjeti. Kjo tabelë zbatohet në rastet kur vlerat e tensionit bazë pu janë mbi 110kV dhe mbi 300kV.

Zona sinkrone	Diapazoni i tensionit	Kohëzgjatja për operim
Evropa Kontinentale	0.85 pu – 1.118 pu	pa kufizim
	1.118 pu – 1.15 pu	Për t'u përcaktuar nga çdo operator sistemi në koordinim me OST-në përkatëse, por jo më pak se 20 min.
Vendet nordike	0.90 pu – 1.05 pu	pa kufizim
	1.05 pu – 1.10 pu	60 minuta
Britania e Madhe	0.90 pu – 1.10 pu	pa kufizim
Irlanda dhe Irlanda e Veriut	0.90 pu – 1.118 pu	pa kufizim
Baltiku Gjeorgjia	0.85 pu – 1.118 pu	pa kufizim
	1.118 pu – 1.15 pu	20 minuta

Tabela 5: Periudhat e kohës minimale që një sistem HVDC duhet të jetë në gjendje të operojë për tensione që devijojnë nga vlera e referencës 1pu në pikën e lidhjes pa u shkyçur nga rrjeti. Kjo tabelë zbatohet në rast të tensionit bazë pu nga 300 kV deri në 400 kV (përfshirë).

Zona sinkrone	Diapazoni tensionit	Kohëzgjatja e operimit
Evropa Kontinentale	0.85 pu – 1.05 pu	pa kufizim
	1.05 pu – 1.0875 pu	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më pak se 60 min.
	1.0875 pu – 1.10 pu	60 minuta
Nordiket	0.90 pu – 1.05 pu	Unlimited
	1.05 pu – 1.10 pu	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më pak se 60 min.
Great Britain	0.90 pu – 1.05 pu	pa kufizim
	1.05 pu – 1.10 pu	15 minuta
Irlanda dhe Irlanda e veriut	0.90 pu – 1.05 pu	pa kufizim
Vendet e Baltikut, Gjeorgjia	0.88 pu – 1.097 pu	pa kufizim
	1.097 pu – 1.15 pu	20 minuta

ANEKSI IV
KËRKESAT PËR PROFILIN U-Q/PMAX SIPAS NENIT 20

Figura 5

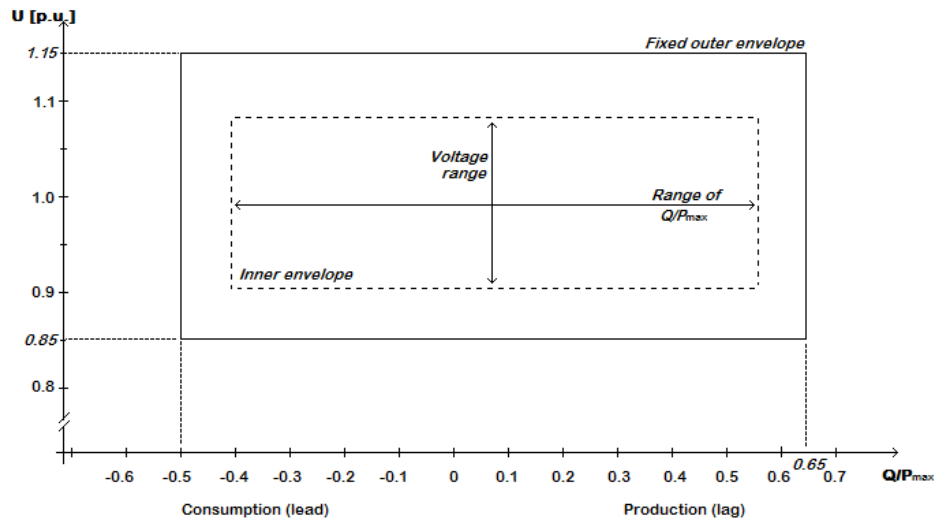


Figura 5: Diagrami paraqet kufijtë e profilit U-Q/Pmax me tension U në pikën e lidhjes të shprehur nga raporti i vlerës tij aktuale me vlerën referentë 1pu për njësi, dhe Q/Pmax raporti i fuqisë reaktive me kapacitetin maksimal të transmetimit të HVDC. Pozicioni, madhësia dhe forma e kuadratisht brendshëm janë tregues dhe forma të ndryshme nga katërkëndëshi mund të përdoren brenda kuadratisht të brendshëm. Për forma profilit të ndryshme nga katërkëndëshi, diapazoni i tensionit paraqet pikat më të larta dhe më të ulëta të tensionit në këtë formë. Profile të tilla nuk çojnë në fuqi reaktive të disponueshme në diapazonin e tensionit të gjendjes qëndrueshme.

Tabela 6: Parametrat për kuadratin e brendshëm

Synchronous Area	Diapazoni maksimal Q/Pmax	Diapazoni maksimal i nivelit tensionit të gjendjes qëndrueshme (pu)
Evropa Kontinentale	0.95	0.225
Nordiket	0.95	0.15
Britania e Madhe	0.95	0.225
Irlanda dhe Irlanda e Veriut	1.08	0.218
Shtetet e Baltikut, Gjeorgjia	1.0	0.220

ANEKSI V
PROFILI I TENSIONIT KUNDREJT KOHËS SIPAS NENIT 25

Figura 6

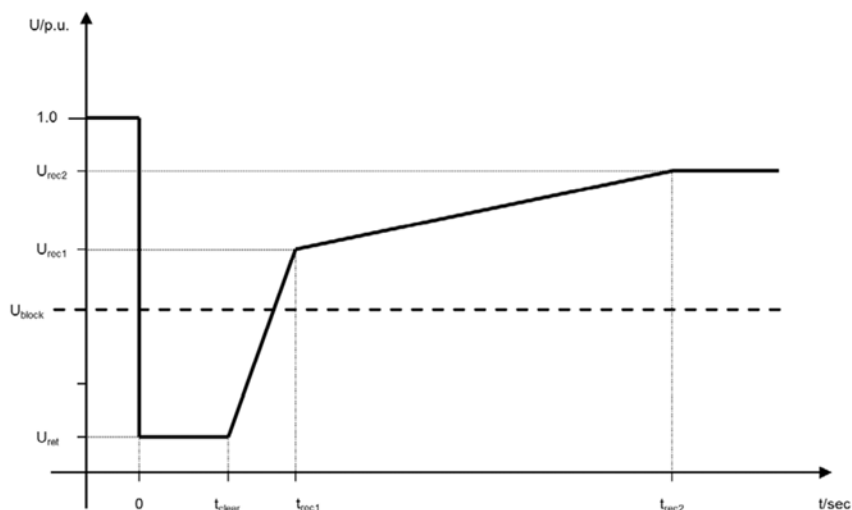


Figura 6: profili i operimit në avari i stacionit konvertues HVDC. Diagrami paraqet kufirin më të ulët të profilin të tensionit kundrejt kohës në pikën e lidhjes, e shprehur në raport të vlerës aktuale të tij me vlerën referentë të tij për njësi më parë, gjatë, dhe pas defektit. U_{ret} është tensioni i mbetur në pikën e lidhjes gjatë defektit, t_{clear} është çasti kur defekti është pastruar, U_{rec1} dhe t_{rec1} specifikojnë pikën e limitit më të ulët të rivendosjes tensionit pas pastrimit defektit. U_{block} është tensioni bllokues në pikën e lidhjes. Vlerat e kohës të cilave i referohemi janë matur nga t_{fault} (koha e defektit).

Tabela 7: Parametrat për figurën 6 për aftësinë e operimit në avari të një stacioni konvertues HVDC

Parametrat e tensionit [pu]		Parametrat e kohës [sekonda]	
U_{ret}	0.00 – 0.30	t_{clear}	0.14-0.25
U_{rec1}	0.25-0.85	t_{rec1}	1.5 – 2.5
U_{rec2}	0.85-0.90	t_{rec2}	$T_{rec1} - 10.0$

ANEKSI VI
DIAPAZONET E FREKUENCËS DHE PERIUDHAT E KOHËS SIPAS NENIT 39(2)(A)

Diapazoni i frekuencës	Koha për operim
47.0 Hz – 47.5 Hz	20 sekonda
47.5Hz – 49.0 Hz	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

Tabela 8: Kohet minimale për frekuencë të sistemit 50 Hz për të cilën një PPM duhet të jetë në gjendje të operojë për frekuenca të ndryshme që devijojnë nga vlera nominalepa u shkyçur nga rrjeti.

ANEKSI VII
DIAPAZONET E TENSIONIT DHE KOHET E OPERIMIT SIPAS NENIT 40

Diapazoni i tensionit	Periudha për operim
0.85 pu – 0.90 pu	60 minuta
0.90 pu – 1.10 pu	pa kufizim
1.10 pu – 1.118 pu	Pa kufizim, përveç kur specifikohet ndryshe nga operatori i sistemit, në koordinim me OST-në përkatëse.
1.118 pu – 1.15 pu	Për t'u specifikuar nga operatori i sistemit, në koordinim me OST-në përkatëse.

Tabela 9: Kohët minimale për të cilat një modul i parkut i lidhur në DC duhet të jetë në gjendje të operojë për vlera të ndryshme tensioni që devijojnë nga vlera reference 1pu pa u shkyçur nga rrjeti ku tensioni bazë për vlerën pu është nga 110 kV deri në 300kV.

Diapazoni i tensionit	Kohëzgjatja për operim
0.85 pu – 0.90 pu	60 minuta
0.90 pu – 1.05 pu	pa kufizim
1.05 pu – 1.15 pu	Për t'u specifikuar nga operatori përkatës i sistemit në koordinim me OST-në përkatëse. Mund të përcaktohen nëndiapazone të ndryshme të aftësisë për qëndrueshmëri ndaj tensionit.

Tabela 10: Periudha e kohës minimale për të cilën moduli i parkut të lidhur në DC duhet të jetë në gjendje të operojë për tension të ndryshëm që devijon nga vlera referente 1 pu pa u shkyçur nga rrjeti kur tensioni bazë për vlera të pu është nga 300kV deri 400kV (përfshirë).

Figura 7

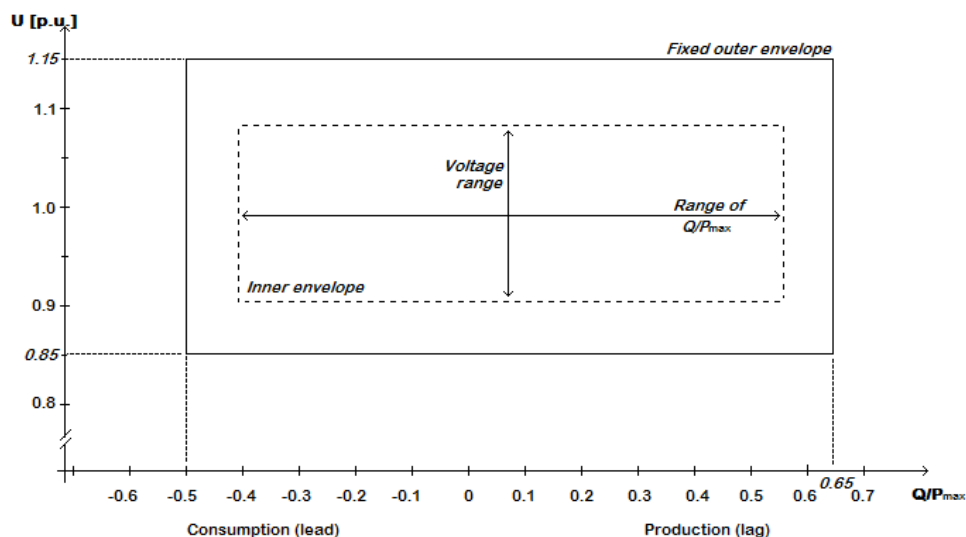


Figura 7: Profili U-Q/Pmax i parkut të energjisë të lidhur në DC në pikën e lidhjes. Diagrami paraqet kufijtë e profilit U-Q/Pmax të tensionit në pikën(at) e lidhjes, e shprehur nga raporti i vlerës saj aktuale me vlerën referentë të saj 1 pu për njësi, kundrejt raportit të fuqisë reaktive (q) në kapacitet maksimal (Pmax). Pozicioni, madhësia dhe forma e kuadratisë brendshme janë treguese dhe forma të tjera të ndryshme nga drejtkëndëshi mund të përdoren brenda kuadratisë brendshme. Për forma të profilit të ndryshme nga drejtkëndëshi, diapazoni i tensionit paraqet pikat e tensionit më të larta dhe më të ulëta. Profile të tilla nuk çojnë në fuqi reaktive të disponueshme të diapazonit të tensionit të gjendjes qëndrueshme.

Diapazoni i gjerësisë së profilit Q/Pmax	Diapazoni i nivelit tensionit në gjendje të qëndrueshme në pu
0–0.95	0.1–0.225

Tabela 11: Diapazoni max dhe min si për Q/Pmax ashtu dhe tensionin e gjendjes qëndrueshme për PPM të lidhura në DC.

ANEKSI VIII
KËRKESAT PËR FUQI REAKTIVE DHE TENSION SIPAS NENIT 48

Diapazoni i tensionit	Periudha për operim
0.85 pu – 0.90 pu	60 minuta
0.90 pu – 1.10 pu	Pa kufizim
1.10 pu – 1.12 pu	Pa kufizim, përveç kur specifikohet ndryshe nga Operatori i Sistemit, në koordinim me OST-në përkatëse.
1.12 pu – 1.15 pu	Për t'u specifikuar nga Operatori i Sistemit me OST-në përkatëse.

Tabela 12: Periudhat e kohës minimale për të cilat stacioni konvertues i largët HVDC duhet të jetë në gjendje të operojë për tensione të ndryshme që devijojnë nga vlera referente 1 pu pa u shkyçur nga rrjeti kur tensioni bazë për vlerën e pu është 110kV deri 300kV.

Diapazoni i tensionit	Koha për operim
0.85 pu – 0.90 pu	60 minuta
0.90 pu – 1.05 pu	Pa kufizim
1.05 pu – 1.15 pu	Për t'u specifikuar nga operatori i sistemit përkatës në koordinim me OST-në përkatëse. Mund të përcaktohen nëndiapazone të ndryshme të aftësisë për qëndrueshmëri ndaj tensionit.

Tabela 13: Periudha kohë minimale për të cilat stacion konvertimi i largët HVDC duhet të jetë në gjendje të operojë për tensione të ndryshme që devijojnë nga vlera referente 1 pu pa u shkyçur nga rrjeti kur tensioni bazë për vlerën e pu është nga 300kV deri 400kV (përfshirë).

Diapazoni maksimal i Q/Pmax	Diapazoni maksimal i nivelit tensionit në gjendje të qëndrueshme në pu
0.95	0.225

Tabela 14: Diapazoni maksimal si për Q/Pmax dhe për tensionin e gjendjes qëndrueshme për stacionet konvertues të largët HVDC.

II

(Non-legislative acts)

REGULATIONS

COMMISSION REGULATION (EU) 2016/1447

of 26 August 2016

establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules

(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 for High-Voltage Direct Current (HVDC) systems and direct current-connected power park modules (DC-connected power park 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 HVDC systems and DC-connected power park 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.

⁽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).

- (4) System security depends partly on the technical capabilities of HVDC systems and DC-connected power park modules. Therefore regular coordination at the level of the transmission and distribution networks and adequate performance of the 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 owners of HVDC systems and DC-connected power park modules and system operators. In particular, the functioning of the system under abnormal operating conditions depends on the response of the HVDC systems and DC-connected power park 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 HVDC systems and DC-connected power park 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 HVDC systems and DC-connected power park 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 HVDC systems and DC-connected power park modules. 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 HVDC systems and new DC-connected power park modules but should not apply to HVDC systems and DC-connected power park modules already existing or 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 facilities.
 - (9) 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.
 - (10) To ensure system security, it should be possible for HVDC systems and DC-connected power park modules in each synchronous area of the interconnected system to remain connected to the system for specified frequency and voltage ranges.
 - (11) 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.
 - (12) Appropriate and proportionate compliance testing should be introduced so that system operators can ensure operational security. In accordance with Article 37(1)(b) of Directive 2009/72/EC, regulatory authorities are responsible for ensuring that system operators are compliant with this Regulation.
 - (13) 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.
-

- (14) 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 an HVDC system or DC-connected power park module might require operating conditions that are not in line with this Regulation.
- (15) In the case of DC-connected power park modules, new modules could, in the future form part of a meshed off-shore grid connecting to more than one synchronous area. In this case, certain technical requirements should be set in order to maintain system security and ensure that future meshed networks can be developed cost-effectively. However, for certain requirements, DC-connected power park modules should only be required to fit the equipment needed for system security at the time it becomes necessary.
- (16) Therefore, the owners of DC-connected power park modules which are, or will be, connected to one synchronous area with a radial connection should have the possibility to apply, via an expedited process, for derogations to requirements that will only be needed where the power park modules become connected to a meshed grid and which take account of case-by-case circumstances. They should also be informed as early as possible whether they qualify for a derogation for the purposes of their investment decision-making.
- (17) 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 HVDC systems and DC-connected power park modules.
- (18) 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.
- (19) 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 connections of high-voltage direct current (HVDC) systems and DC-connected power park modules. 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 HVDC systems and DC-connected power park modules 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 Regulation (EC) No 714/2009, Article 2 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 ⁽¹⁾ Article 2 of Commission Regulation (EU) No 543/2013 ⁽²⁾, Article 2 of Commission Regulation (EU) 2016/631 ⁽³⁾, Article 2 of Commission Regulation (EU) 2016/1388 ⁽⁴⁾ and Article 2 of Directive 2009/72/EC shall apply. In addition, the following definitions shall apply:

- (1) 'HVDC system' means an electrical power system which transfers energy in the form of high-voltage direct current between two or more alternating current (AC) buses and comprises at least two HVDC converter stations with DC transmission lines or cables between the HVDC converter stations;
- (2) 'DC-connected power park module' means a power park module that is connected via one or more HVDC interface points to one or more HVDC systems;
- (3) 'embedded HVDC system' means an HVDC system connected within a control area that is not installed for the purpose of connecting a DC-connected power park module at the time of installation, nor installed for the purpose of connecting a demand facility;
- (4) 'HVDC converter station' means part of an HVDC system which consists of one or more HVDC converter units installed in a single location together with buildings, reactors, filters, reactive power devices, control, monitoring, protective, measuring and auxiliary equipment;
- (5) 'HVDC interface point' means a point at which HVDC equipment is connected to an AC network, at which technical specifications affecting the performance of the equipment can be prescribed;
- (6) 'DC-connected power park module owner' means a natural or legal entity owning a DC-connected power park module;
- (7) 'maximum HVDC active power transmission capacity' (P_{max}) means the maximum continuous active power which an HVDC system can exchange with the network at each connection point as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the HVDC system owner;
- (8) 'minimum HVDC active power transmission capacity' (P_{min}) means the minimum continuous active power which an HVDC system can exchange with the network at each connection point as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the HVDC system owner;
- (9) 'HVDC system maximum current' means the highest phase current, associated with an operating point inside the U-Q/ P_{max} -profile of the HVDC converter station at maximum HVDC active power transmission capacity;
- (10) 'HVDC converter unit' means a unit comprising one or more converter bridges, together with one or more converter transformers, reactors, converter unit control equipment, essential protective and switching devices and auxiliaries, if any, used for the conversion.

Article 3

Scope of application

1. The requirements of this Regulation shall apply to:

- (a) HVDC systems connecting synchronous areas or control areas, including back-to-back schemes;

⁽¹⁾ 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).

⁽²⁾ 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).

⁽³⁾ Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (OJ L 112, 27.4.2016, p. 1).

⁽⁴⁾ Commission Regulation (EU) 2016/1388 of 17 August 2016 establishing a Network Code on Demand Connection (OJ L 223, 18.8.2016, p. 10).

- (b) HVDC systems connecting power park modules to a transmission network or a distribution network, pursuant to paragraph 2;
- (c) embedded HVDC systems within one control area and connected to the transmission network; and
- (d) embedded HVDC systems within one control area and connected to the distribution network when a cross-border impact is demonstrated by the relevant transmission system operator (TSO). The relevant TSO shall consider the long-term development of the network in this assessment.

2. Relevant system operators, in coordination with relevant TSOs, shall propose to competent regulatory authorities the application of this Regulation for DC-connected power park modules with a single connection point to a transmission network or distribution network which is not part of a synchronous area for approval in accordance with Article 5. All other power park modules which are AC-collected but are DC-connected to a synchronous area are considered DC-connected power park modules and fall within the scope of this Regulation.

3. Articles 55 to 59, 69 to 74 and 84 shall not apply to HVDC systems within one control area referred to in points (c) and (d) of paragraph 1 where:

- (a) the HVDC system has at least one HVDC converter station owned by the relevant TSO;
- (b) the HVDC system is owned by an entity which exercises control over the relevant TSO;
- (c) the HVDC system is owned by an entity directly or indirectly controlled by an entity which also exercises control over the relevant TSO.

4. The connection requirements for HVDC systems provided for in Title II shall apply at the AC connection points of such systems, except the requirements provided for in Article 29(4) and (5) and Article 31(5), which can apply at other connection points, and Article 19(1) which may apply at the terminals of the HVDC converter station.

5. The connection requirements for DC-connected power park modules and remote-end HVDC converter stations provided for in Title III shall apply at the HVDC interface point of such systems, except the requirements provided for in Article 39(1)(a) and Article 47(2), which apply at the connection point in the synchronous area to which frequency response is being provided.

6. The relevant system operator shall refuse to allow the connection of a new HVDC system or DC-connected power park 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 Title VII. The relevant system operator shall communicate such refusal, by means of a reasoned statement in writing, to the HVDC system owner or DC-connected power park module owner and, unless specified otherwise by the regulatory authority, to the regulatory authority.

7. This Regulation shall not apply to:

- (a) HVDC systems whose connection point is below 110 kV unless a cross-border impact is demonstrated by the relevant TSO. The relevant TSO shall consider the long-term development of the network in this assessment;
- (b) HVDC systems or DC-connected power park 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.

Article 4

Application to existing HVDC systems and DC-connected power park modules

1. Except for Articles 26, 31, 33 and 50, existing HVDC systems and existing DC-connected power park modules are not subject to the requirements of this Regulation, unless:

- (a) the HVDC system or DC-connected power park module has been modified to such an extent that its connection agreement must be substantially revised in accordance with the following procedure:
 - (i) the HVDC system or DC-connected power park module owners who intend to undertake the modernisation of a plant or replacement of equipment impacting the technical capabilities of the HVDC system or DC-connected power park 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 HVDC system or existing DC-connected power park 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, an HVDC system or DC-connected power park 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner has concluded a final and binding contract for the purchase of the main generating plant or HVDC equipment by two years after the entry into force of the Regulation. The HVDC system owner or DC-connected power park module 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 HVDC system owner or DC-connected power park module 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 or HVDC equipment to be constructed, assembled or purchased.

A Member State may provide that in specified circumstances the regulatory authority may determine whether the HVDC system or DC-connected power park module is to be considered an existing or new HVDC system or DC-connected power park module.

3. Following a public consultation in accordance to Article 8 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 HVDC systems and/or DC-connected power park modules.

For that purpose a sound and transparent quantitative cost-benefit analysis shall be carried out, in accordance with Articles 65 and 66. The analysis shall indicate:

- (a) the costs, in regard to existing HVDC systems and DC-connected power park 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 HVDC systems or DC-connected power park modules within six months of receipt of the report and the recommendation of the relevant TSO in accordance with paragraph 4 of Article 65. 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 HVDC system owners and DC-connected power park modules owners as part of the assessment of the application of this Regulation to existing HVDC systems or DC-connected power park modules.

7. The relevant TSO may assess the application of some or all of the provisions of this Regulation to existing HVDC systems or DC-connected power park modules every three years in accordance with the criteria and process set out in paragraphs 3 to 5.

Article 5

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, HVDC system owner, DC-connected power park module 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 timeframe, 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 HVDC system owners, DC-connected power park module 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 6

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 7

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 8

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 HVDC systems and DC-connected power park modules, in accordance with Article 4(3), on the report prepared in accordance with Article 65(3), and the cost-benefit analysis undertaken in accordance with Article 80(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 or 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 9

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 HVDC systems and DC-connected power park modules, 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 HVDC systems and DC-connected power park modules.

Article 10

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

GENERAL REQUIREMENTS FOR HVDC CONNECTIONS

CHAPTER I

Requirements for active power control and frequency support

Article 11

Frequency ranges

1. An HVDC system shall be capable of staying connected to the network and remaining operable within the frequency ranges and time periods specified in Table 1, Annex I for the short circuit power range as specified in Article 32(2).
 2. The relevant TSO and HVDC system owner may agree on wider frequency ranges or longer minimum times for operation if needed to preserve or to restore system security. If wider frequency ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the HVDC system owner shall not unreasonably withhold consent.
 3. Without prejudice to paragraph 1, an HVDC system shall be capable of automatic disconnection at frequencies specified by the relevant TSO.
-

4. The relevant TSO may specify a maximum admissible active power output reduction from its operating point if the system frequency falls below 49 Hz.

Article 12

Rate-of-change-of-frequency withstand capability

An HVDC system shall be capable of staying connected to the network and operable if the network frequency changes at a rate between $- 2,5$ and $+ 2,5$ Hz/s (measured at any point in time as an average of the rate of change of frequency for the previous 1 s).

Article 13

Active power controllability, control range and ramping rate

1. With regard to the capability of controlling the transmitted active power:
 - (a) an HVDC system shall be capable of adjusting the transmitted active power up to its maximum HVDC active power transmission capacity in each direction following an instruction from the relevant TSO.

The relevant TSO:
 - (i) may specify a maximum and minimum power step size for adjusting the transmitted active power;
 - (ii) may specify a minimum HVDC active power transmission capacity for each direction, below which active power transmission capability is not requested; and
 - (iii) shall specify the maximum delay within which the HVDC system shall be capable of adjusting the transmitted active power upon receipt of request from the relevant TSO.
 - (b) the relevant TSO shall specify how an HVDC system shall be capable of modifying the transmitted active power in case of disturbances into one or more of the AC networks to which it is connected. If the initial delay prior to the start of the change is greater than 10 milliseconds from receiving the triggering signal sent by the relevant TSO, it shall be reasonably justified by the HVDC system owner to the relevant TSO.
 - (c) the relevant TSO may specify that an HVDC system be capable of fast active power reversal. The power reversal shall be possible from the maximum active power transmission capacity in one direction to the maximum active power transmission capacity in the other direction as fast as technically feasible and reasonably justified by the HVDC system owner to the relevant TSOs if greater than 2 seconds.
 - (d) for HVDC systems linking various control areas or synchronous areas, the HVDC system shall be equipped with control functions enabling the relevant TSOs to modify the transmitted active power for the purpose of cross-border balancing.
 2. An HVDC system shall be capable of adjusting the ramping rate of active power variations within its technical capabilities in accordance with instructions sent by relevant TSOs. In case of modification of active power according to points (b) and (c) of paragraph 1, there shall be no adjustment of ramping rate.
-

3. If specified by a relevant TSO, in coordination with adjacent TSOs, the control functions of an HVDC system shall be capable of taking automatic remedial actions including, but not limited to, stopping the ramping and blocking FSM, LFSM-O, LFSM-U and frequency control. The triggering and blocking criteria shall be specified by relevant TSO and subject to notification to the regulatory authority. The modalities of that notification shall be determined in accordance with the applicable national regulatory framework.

Article 14

Synthetic inertia

1. If specified by a relevant TSO, an HVDC system shall be capable of providing synthetic inertia in response to frequency changes, activated in low and/or high frequency regimes by rapidly adjusting the active power injected to or withdrawn from the AC network in order to limit the rate of change of frequency. The requirement shall at least take account of the results of the studies undertaken by TSOs to identify if there is a need to set out minimum inertia.

2. The principle of this control system and the associated performance parameters shall be agreed between the relevant TSO and the HVDC system owner.

Article 15

Requirements relating to frequency sensitive mode, limited frequency sensitive mode overfrequency and limited frequency sensitive mode underfrequency

Requirements applying to frequency sensitive mode, limited frequency sensitive mode overfrequency and limited frequency sensitive mode underfrequency shall be as set out in Annex II.

Article 16

Frequency control

1. If specified by the relevant TSO, an HVDC system shall be equipped with an independent control mode to modulate the active power output of the HVDC converter station depending on the frequencies at all connection points of the HVDC system in order to maintain stable system frequencies.

2. The relevant TSO shall specify the operating principle, the associated performance parameters and the activation criteria of the frequency control referred to in paragraph 1.

Article 17

Maximum loss of active power

1. An HVDC system shall be configured in such a way that its loss of active power injection in a synchronous area shall be limited to a value specified by the relevant TSOs for their respective load frequency control area, based on the HVDC system's impact on the power system.

2. Where an HVDC system connects two or more control areas, the relevant TSOs shall consult each other in order to set a coordinated value of the maximum loss of active power injection as referred to in paragraph 1, taking into account common mode failures.

Requirements for reactive power control and voltage support

Article 18

Voltage ranges

1. Without prejudice to Article 25, an HVDC converter station shall be capable of staying connected to the network and capable of operating at HVDC system maximum current, 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 the time periods specified in Tables 4 and 5, Annex III. The establishment of the reference 1 pu voltage shall be subject to coordination between the adjacent relevant system operators.

2. The HVDC system owner and the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, may agree on wider voltage ranges or longer minimum times for operation than those specified in paragraph 1 in order to ensure the best use of the technical capabilities of an HVDC system if needed to preserve or to restore system security. If wider voltage ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the HVDC system owner shall not unreasonably withhold consent.

3. An HVDC converter station shall be capable of automatic disconnection at connection point voltages specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, and the HVDC system owner.

4. For connection points at reference 1 pu AC voltages not included in the scope set out in Annex III, the relevant system operator, in coordination with relevant TSOs, shall specify applicable requirements at the connection points.

5. Notwithstanding the provisions of paragraph 1, the relevant TSOs in the Baltic synchronous area may, following consultation with relevant neighbouring TSOs, require HVDC converter stations to remain connected to the 400 kV network in the voltage ranges and for time periods that apply in the Continental Europe synchronous area.

Article 19

Short circuit contribution during faults

1. If specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, an HVDC system shall have the capability to provide fast fault current at a connection point in case of symmetrical (3-phase) faults.

2. Where an HVDC system is required to have the capability referred to in paragraph 1, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the following:

- (a) how and when a voltage deviation is to be determined as well as the end of the voltage deviation;
- (b) the characteristics of the fast fault current;
- (c) the timing and accuracy of the fast fault current, which may include several stages.

3. The relevant system operator, in coordination the relevant TSO, may specify a requirement for asymmetrical current injection in the case of asymmetrical (1-phase or 2-phase) faults.

Article 20

Reactive power capability

1. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the reactive power capability requirements at the connection points, in the context of varying voltage. The proposal for those requirements shall include a $U-Q/P_{max}$ -profile, within the boundary of which the HVDC converter station shall be capable of providing reactive power at its maximum HVDC active power transmission capacity.
2. The $U-Q/P_{max}$ -profile referred to in paragraph 1 shall comply with the following principles:
 - (a) the $U-Q/P_{max}$ -profile shall not exceed the $U-Q/P_{max}$ -profile envelope represented by the inner envelope in the figure set out in Annex IV, and does not need to be rectangular;
 - (b) the dimensions of the $U-Q/P_{max}$ -profile envelope shall respect the values established for each synchronous area in the table set out in Annex IV; and
 - (c) the position of the $U-Q/P_{max}$ -profile envelope shall lie within the limits of the fixed outer envelope in the figure set out in Annex IV.
3. An HVDC system shall be capable of moving to any operating point within its $U-Q/P_{max}$ profile in timescales specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.
4. When operating at an active power output below the maximum HVDC active power transmission capacity ($P < P_{max}$), the HVDC converter station shall be capable of operating in every possible operating point, as specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO and in accordance with the reactive power capability set out by the $U-Q/P_{max}$ profile specified in paragraphs 1 to 3.

Article 21

Reactive power exchanged with the network

1. The HVDC system owner shall ensure that the reactive power of its HVDC converter station exchanged with the network at the connection point is limited to values specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.
2. The reactive power variation caused by the reactive power control mode operation of the HVDC converter Station, referred to in Article 22(1), shall not result in a voltage step exceeding the allowed value at the connection point. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify this maximum tolerable voltage step value.

Article 22

Reactive power control mode

1. An HVDC converter station shall be capable of operating in one or more of the three following control modes, as specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO:
 - (a) voltage control mode;
 - (b) reactive power control mode;
 - (c) power factor control mode.
-

2. An HVDC converter station shall be capable of operating in additional control modes specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.
3. For the purposes of voltage control mode, each HVDC converter station shall be capable of contributing to voltage control at the connection point utilising its capabilities, while respecting Articles 20 and 21, in accordance with the following control characteristics:
 - (a) a setpoint voltage at the connection point shall be specified to cover a specific operation range, either continuously or in steps, by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO;
 - (b) the voltage control may be operated with or without a deadband around the setpoint selectable in a range from zero to $\pm 5\%$ of reference 1 pu network voltage. The deadband shall be adjustable in steps as specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;
 - (c) following a step change in voltage, the HVDC converter station shall be capable of:
 - (i) achieving 90 % of the change in reactive power output within a time t_1 specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The time t_1 shall be in the range of 0,1-10 seconds; and
 - (ii) settling at the value specified by the operating slope within a time t_2 specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The time t_2 shall be in the range of 1-60 seconds, with a specified steady-state tolerance given in % of the maximum reactive power.
 - (d) voltage control mode shall include the capability to change reactive power output based on a combination of a modified setpoint voltage and an additional instructed reactive power component. The slope shall be specified by a range and step specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.
4. With regard to reactive power control mode, the relevant system operator shall specify a reactive power range in MVar or in % of maximum reactive power, as well as its associated accuracy at the connection point, using the capabilities of the HVDC system, while respecting Articles 20 and 21.
5. For the purposes of power factor control mode, the HVDC converter station shall be capable of controlling the power factor to a target at the connection point, while respecting Articles 20 and 21. The available setpoints shall be available in steps no greater than a maximum allowed step specified by the relevant system operator.
6. The relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify any equipment needed to enable the remote selection of control modes and relevant setpoints.

Article 23

Priority to active or reactive power contribution

Taking into account the capabilities of the HVDC system specified in accordance with this Regulation, the relevant TSO shall determine whether active power contribution or reactive power contribution shall have priority during low or high voltage operation and during faults for which fault-ride-through capability is required. If priority is given to active power contribution, its provision shall be established within a time from the fault inception as specified by relevant TSO.

Article 24

Power quality

An HVDC system owner shall ensure that its HVDC system connection to the network does not result in a level of distortion or fluctuation of the supply voltage on the network, at the connection point, exceeding the level specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The process for necessary studies to be conducted and relevant data to be provided by all grid users involved, as well as mitigating actions identified and implemented, shall be in accordance with the process in Article 29.

Requirements for fault ride through capability

Article 25

Fault ride through capability

1. The relevant TSO shall specify, while respecting Article 18, a voltage-against time profile as set out in Annex V and having regard to the voltage-against-time-profile specified for power park modules according to Regulation (EU) 2016/631. This profile shall apply at connection points for fault conditions, under which the HVDC converter station shall be capable of staying connected to the network and continuing stable operation after the power system has recovered following fault clearance. 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. Any ride through period beyond t_{rec2} shall be specified by the relevant TSO consistent with Article 18.

2. On request by the HVDC system owner, the relevant system operator shall provide the pre-fault and post-fault conditions as provided for in Article 32 regarding:

- (a) pre-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA;
- (b) pre-fault operating point of the HVDC converter station expressed as active power output and reactive power output at the connection point and voltage at the connection point; and
- (c) post-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA.

Alternatively, generic values for the above conditions derived from typical cases may be provided by the relevant system operator.

3. The HVDC converter station shall be capable of staying connected to the network and continue stable operation 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 provided for in Article 32, remain above the lower limit set out in the figure in Annex V, unless the protection scheme for internal faults requires the disconnection of the HVDC converter station from the network. The protection schemes and settings for internal faults shall be designed not to jeopardise fault-ride-through performance.

4. The relevant TSO may specify voltages (U_{block}) at the connection points under specific network conditions whereby the HVDC system is allowed to block. Blocking means remaining connected to the network with no active and reactive power contribution for a time frame that shall be as short as technically feasible and which shall be agreed between the relevant TSOs and the HVDC system owner.

5. In accordance Article 34, undervoltage protection shall be set by the HVDC system owner to the widest possible technical capability of the HVDC converter station. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, may specify narrower settings pursuant to Article 34.

6. The relevant TSO shall specify fault-ride-through capabilities in case of asymmetrical faults.

Article 26

Post fault active power recovery

The relevant TSO shall specify the magnitude and time profile of active power recovery that the HVDC system shall be capable of providing, in accordance with Article 25.

Article 27

Fast recovery from DC faults

HVDC systems, including DC overhead lines, shall be capable of fast recovery from transient faults within the HVDC system. Details of this capability shall be subject to coordination and agreements on protection schemes and settings pursuant to Article 34.

CHAPTER 4

Requirements for control

Article 28

Energisation and synchronisation of HVDC converter stations

Unless otherwise instructed by the relevant system operator, during the energisation or synchronisation of an HVDC converter station to the AC network or during the connection of an energised HVDC converter station to an HVDC system, the HVDC converter station shall have the capability to limit any voltage changes to a steady-state level specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The level specified shall not exceed 5 per cent of the pre-synchronisation voltage. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the maximum magnitude, duration and measurement window of the voltage transients.

Article 29

Interaction between HVDC systems or other plants and equipment

1. When several HVDC converter stations or other plants and equipment are within close electrical proximity, the relevant TSO may specify that a study is required, and the scope and extent of that study, to demonstrate that no adverse interaction will occur. If adverse interaction is identified, the studies shall identify possible mitigating actions to be implemented to ensure compliance with the requirements of this Regulation.

2. The studies shall be carried out by the connecting HVDC system owner with the participation of all other parties identified by the TSOs as relevant to each connection point. Member States may provide that the responsibility for undertaking the studies in accordance with this Article lies with the TSO. All parties shall be informed of the results of the studies.

3. All parties identified by the relevant TSO as relevant to each connection point, including the relevant TSO, shall contribute to the studies and shall provide all relevant data and models as reasonably required to meet the purposes of the studies. The relevant TSO shall collect this input and, where applicable, pass it on to the party responsible for the studies in accordance with Article 10.

4. The relevant TSO shall assess the result of the studies based on their scope and extent as specified in accordance with paragraph 1. If necessary for the assessment, the relevant TSO may request the HVDC system owner to perform further studies in line with the scope and extent specified in accordance with paragraph 1.

5. The relevant TSO may review or replicate some or all of the studies. The HVDC system owner shall provide the relevant TSO all relevant data and models that allow such study to be performed.

6. Any necessary mitigating actions identified by the studies carried out in accordance with paragraphs 2 to 5 and reviewed by the relevant TSO shall be undertaken by the HVDC system owner as part of the connection of the new HVDC converter station.

7. The relevant TSO may specify transient levels of performance associated with events for the individual HVDC system or collectively across commonly impacted HVDC systems. This specification may be provided to protect the integrity of both TSO equipment and that of grid users in a manner consistent with its national code.

Article 30

Power oscillation damping capability

The HVDC system shall be capable of contributing to the damping of power oscillations in connected AC networks. The control system of the HVDC system shall not reduce the damping of power oscillations. The relevant TSO shall specify a frequency range of oscillations that the control scheme shall positively damp and the network conditions when this occurs, at least accounting for any dynamic stability assessment studies undertaken by TSOs to identify the stability limits and potential stability problems in their transmission systems. The selection of the control parameter settings shall be agreed between the relevant TSO and the HVDC system owner.

Article 31

Subsynchronous torsional interaction damping capability

1. With regard to subsynchronous torsional interaction (SSTI) damping control, the HVDC system shall be capable of contributing to electrical damping of torsional frequencies.

2. The relevant TSO shall specify the necessary extent of SSTI studies and provide input parameters, to the extent available, related to the equipment and relevant system conditions in its network. The SSTI studies shall be provided by the HVDC system owner. The studies shall identify the conditions, if any, where SSTI exists and propose any necessary mitigation procedure. Member States may provide that the responsibility for undertaking the studies in accordance with this Article lies with the TSO. All parties shall be informed of the results of the studies.

3. All parties identified by the relevant TSO as relevant to each connection point, including the relevant TSO, shall contribute to the studies and shall provide all relevant data and models as reasonably required to meet the purposes of the studies. The relevant TSO shall collect this input and, where applicable, pass it on to the party responsible for the studies in accordance with Article 10.

4. The relevant TSO shall assess the result of the SSTI studies. If necessary for the assessment, the relevant TSO may request that the HVDC system owner perform further SSTI studies in line with this same scope and extent.

5. The relevant TSO may review or replicate the study. The HVDC system owner shall provide the relevant TSO all relevant data and models that allow such study to be performed.

6. Any necessary mitigating actions identified by the studies carried out in accordance with paragraphs 2 or 4, and reviewed by the relevant TSOs, shall be undertaken by the HVDC system owner as part of the connection of the new HVDC converter station.

Article 32

Network characteristics

1. The relevant system operator shall specify and make publicly available the method and the pre-fault and post-fault conditions for the calculation of at least the minimum and maximum short circuit power at the connection points.
2. The HVDC system shall be capable of operating within the range of short circuit power and network characteristics specified by the relevant system operator.
3. Each relevant system operator shall provide the HVDC system owner with network equivalents describing the behaviour of the network at the connection point, enabling the HVDC system owners to design their system with regard to at least, but not limited to, harmonics and dynamic stability over the lifetime of the HVDC system.

Article 33

HVDC system robustness

1. The HVDC system shall be capable of finding stable operation points with a minimum change in active power flow and voltage level, during and after any planned or unplanned change in the HVDC system or AC network to which it is connected. The relevant TSO shall specify the changes in the system conditions for which the HVDC systems shall remain in stable operation.
2. The HVDC system owner shall ensure that the tripping or disconnection of an HVDC converter station, as part of any multi-terminal or embedded HVDC system, does not result in transients at the connection point beyond the limit specified by the relevant TSO.
3. The HVDC system shall withstand transient faults on HVAC lines in the network adjacent or close to the HVDC system, and shall not cause any of the equipment in the HVDC system to disconnect from the network due to auto-reclosure of lines in the network.
4. The HVDC system owner shall provide information to the relevant system operator on the resilience of the HVDC system to AC system disturbances.

CHAPTER 5

Requirements for protection devices and settings

Article 34

Electrical protection schemes and settings

1. The relevant system operator shall specify, in coordination with the relevant TSO, the schemes and settings necessary to protect the network taking into account the characteristics of the HVDC system. Protection schemes relevant for the HVDC system and the network, and settings relevant for the HVDC system, shall be coordinated and agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the HVDC system owner. The protection schemes and settings for internal electrical faults shall be designed so as not to jeopardise the performance of the HVDC system in accordance with this Regulation.
 2. Electrical protection of the HVDC system shall take precedence over operational controls taking into account system security, health and safety of staff and the public and mitigation of the damage to the HVDC system.
-

3. Any change to the protection schemes or their settings relevant to the HVDC system and the network shall be agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the HVDC system owner before being implemented by the HVDC system owner.

Article 35

Priority ranking of protection and control

1. A control scheme, specified by the HVDC system owner consisting of different control modes, including the settings of the specific parameters, shall be coordinated and agreed between the relevant TSO, the relevant system operator and the HVDC system owner.

2. With regard to priority ranking of protection and control, the HVDC system owner shall organise its protections and control devices in compliance with the following priority ranking, listed in decreasing order of importance, unless otherwise specified by the relevant TSOs, in coordination with the relevant system operator:

- (a) network system and HVDC system protection;
- (b) active power control for emergency assistance;
- (c) synthetic inertia, if applicable;
- (d) automatic remedial actions as specified in Article 13(3);
- (e) LFSM;
- (f) FSM and frequency control; and
- (g) power gradient constraint.

Article 36

Changes to protection and control schemes and settings

1. The parameters of the different control modes and the protection settings of the HVDC system shall be able to be changed in the HVDC converter station, if required by the relevant system operator or the relevant TSO, and in accordance with paragraph 3.

2. Any change to the schemes or settings of parameters of the different control modes and protection of the HVDC system, including the procedure, shall be coordinated and agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the HVDC system owner.

3. The control modes and associated setpoints of the HVDC system shall be capable of being changed remotely, as specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

CHAPTER 6

Requirements for power system restoration

Article 37

Black start

1. The relevant TSO may obtain a quote for black start capability from an HVDC system owner.

2. An HVDC system with black start capability shall be able, in case one converter station is energised, to energise the busbar of the AC-substation to which another converter station is connected, within a timeframe after shut down of the HVDC system determined by the relevant TSOs. The HVDC system shall be able to synchronise within the frequency limits set out in Article 11 and within the voltage limits specified by the relevant TSO or as provided for in Article 18, where applicable. Wider frequency and voltage ranges can be specified by the relevant TSO where needed in order to restore system security.

3. The relevant TSO and the HVDC system owner shall agree on the capacity and availability of the black start capability and the operational procedure.

TITLE III

REQUIREMENTS FOR DC-CONNECTED POWER PARK MODULES AND REMOTE-END HVDC CONVERTER STATIONS

CHAPTER I

Requirements for DC-connected power park modules

Article 38

Scope

The requirements applicable to offshore power park modules under Articles 13 to 22 of Regulation (EU) 2016/631 shall apply to DC-connected power park modules subject to specific requirements provided for in Articles 41 to 45 of this Regulation. These requirements shall apply at the HVDC interface points of the DC-connected power park module and the HVDC systems. The categorisation in Article 5 of Regulation (EU) 2016/631 shall apply to DC-connected power park modules.

Article 39

Frequency stability requirements

1. With regards to frequency response:
 - (a) a DC-connected power park module shall be capable of receiving a fast signal from a connection point in the synchronous area to which frequency response is being provided, and be able to process this signal within 0,1 second from sending to completion of processing the signal for activation of the response. Frequency shall be measured at the connection point in the synchronous area to which frequency response is being provided;
 - (b) DC-connected power park modules connected via HVDC systems which connect with more than one control area shall be capable of delivering coordinated frequency control as specified by the relevant TSO.
 2. With regard to frequency ranges and response:
 - (a) a DC-connected power park module shall be capable of staying connected to the remote-end HVDC converter station network and operating within the frequency ranges and time periods specified in Annex VI for the 50 Hz nominal system. Where a nominal frequency other than 50 Hz, or a frequency variable by design is used, subject to agreement with the relevant TSO, the applicable frequency ranges and time periods shall be specified by the relevant TSO taking into account specificities of the system and the requirements set out in Annex VI;
-

- (b) wider frequency ranges or longer minimum times for operation can be agreed between the relevant TSO and the DC-connected power park module owner to ensure the best use of the technical capabilities of a DC-connected power park module if needed to preserve or to restore system security. If wider frequency ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the DC-connected power park module owner shall not unreasonably withhold consent;
- (c) while respecting the provisions of point (a) of paragraph 2, a DC-connected power park module shall be capable of automatic disconnection at specified frequencies, if specified by the relevant TSO. Terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant TSO and the DC-connected power park module owner.
3. With regards to rate-of-change-of-frequency withstand capability, a DC-connected power park module shall be capable of staying connected to the remote-end HVDC converter station network and operable if the system frequency changes at a rate up to ± 2 Hz/s (measured at any point in time as an average of the rate of change of frequency for the previous 1 second) at the HVDC interface point of the DC-connected power park module at the remote end HVDC converter station for the 50 Hz nominal system.
4. DC-connected power park modules shall have limited frequency sensitive mode — overfrequency (LFSM-O) capability in accordance with Article 13(2) of Regulation (EU) 2016/631, subject to fast signal response as specified in paragraph 1 for the 50 Hz nominal system.
5. A capability for DC-connected power park modules to maintain constant power shall be determined in accordance with Article 13(3) of Regulation (EU) 2016/631 for the 50 Hz nominal system.
6. A capability for active power controllability of DC-connected power park modules shall be determined in accordance with Article 15(2)(a) of Regulation (EU) 2016/631 for the 50 Hz nominal system. Manual control shall be possible in the case that remote automatic control devices are out of service.
7. A capability for limited frequency sensitive mode — underfrequency (LFSM-U) for a DC-connected power park module shall be determined in accordance with Article 15(2)(c) of Regulation (EU) 2016/631, subject to fast signal response as specified in paragraph 1 for the 50 Hz nominal system.
8. A capability for frequency sensitive mode for a DC-connected power park module shall be determined in accordance with Article 15(2)(d) of Regulation (EU) 2016/631, subject to a fast signal response as specified in paragraph 1 for the 50 Hz nominal system.
9. A capability for frequency restoration for a DC-connected power park module shall be determined in accordance with Article 15(2)(e) of Regulation (EU) 2016/631 for the 50 Hz nominal system.
10. Where a constant nominal frequency other than 50 Hz, a frequency variable by design or a DC system voltage is used, subject to the agreement of the relevant TSO, the capabilities listed in paragraphs 3 to 9 and the parameters associated with such capabilities shall be specified by the relevant TSO.

Article 40

Reactive power and voltage requirements

1. With respect to voltage ranges:
- (a) a DC-connected power park module shall be capable of staying connected to the remote-end HVDC converter station network and operating within the voltage ranges (per unit), for the time periods specified in Tables 9 and 10, Annex VII. The applicable voltage range and time periods specified are selected based on the reference 1 pu voltage;
- (b) wider voltage ranges or longer minimum times for operation can be agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the DC-connected power park module owner to ensure the best use of the technical capabilities of a DC-connected power park module if needed to preserve or to restore system security. If wider voltage ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the DC-connected power park module owner shall not unreasonably withhold consent;
-

- (c) for DC-connected power park modules which have an HVDC interface point to the remote-end HVDC converter station network, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO may specify voltages at the HVDC interface point at which a DC-connected power park module shall be capable of automatic disconnection. The terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the DC-connected power park module owner;
- (d) for HVDC interface points at AC voltages that are not included in the scope of Annex VII, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify applicable requirements at the connection point;
- (e) where frequencies other than nominal 50 Hz are used, subject to relevant TSO agreement, the voltage ranges and time periods specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall be proportional to those in Tables 9 and 10, Annex VII.

2. With respect to reactive power capability for DC-connected power park modules:

- (a) if the DC-connected power park module owner can obtain a bilateral agreement with the owners of the HVDC systems connecting the DC-connected power park module to a single connection point on a AC network, it shall fulfil all of the following requirements:
 - (i) it shall have the ability with additional plant or equipment and/or software, to meet the reactive power capabilities prescribed by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, according to point (b), and it shall either:
 - have the reactive power capabilities for some or all of its equipment in accordance with point (b) already installed as part of the connection of the DC-connected power park module to the AC network at the time of initial connection and commissioning; or
 - demonstrate to, and then reach agreement with, the relevant system operator and the relevant TSO on how the reactive power capability will be provided when the DC-connected power park module is connected to more than a single connection point in the AC network, or the AC network at the remote-end HVDC converter station network has either another DC-connected power park module or HVDC system with a different owner connected to it. This agreement shall include a contract by the DC-connected power park module owner (or any subsequent owner), that it will finance and install reactive power capabilities required by this Article for its power park modules at a point in time specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall inform the DC-connected power park module owner of the proposed completion date of any committed development which will require the DC-connected power park module owner to install the full reactive power capability.
 - (ii) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall account for the development time schedule of retrofitting the reactive power capability to the DC-connected power park module in specifying the point in time by which this reactive power capability retrofitting is to take place. The development time schedule shall be provided by the DC-connected power park module owner at the time of connection to the AC network.
 - (b) DC-connected power park modules shall fulfil the following requirements relating to voltage stability either at the time of connection or subsequently, according to the agreement as referred to in point (a):
 - (i) with regard to reactive power capability at maximum HVDC active power transmission capacity, DC-connected power park modules shall meet the reactive power provision capability requirements specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, in the context of varying voltage. The relevant system operator shall specify a $U-Q/P_{max}$ -profile that may take any shape with ranges in accordance with Table 11, Annex VII, within which the DC-connected power park module shall be capable of providing reactive power at its maximum HVDC active power transmission capacity. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall consider the long term development of the network when determining these ranges, as well as the potential costs for power park modules of delivering the capability of providing reactive power production at high voltages and reactive power consumption at low voltages.
-

If the Ten-Year Network Development Plan developed in accordance with Article 8 of Regulation (EC) No 714/2009 or a national plan developed and approved in accordance with Article 22 of Directive 2009/72/EC specifies that a DC-connected power park module will become AC-connected to the synchronous area, the relevant TSO may specify that either:

- the DC-connected power park module shall have the capabilities prescribed in Article 25(4) of Regulation (EU) 2016/631 for that synchronous area installed at the time of initial connection and commissioning of the DC-connected power park module to the AC-network; or
 - the DC-connected power park module owner shall demonstrate to, and then reach agreement with, the relevant system operator and the relevant TSO on how the reactive power capability prescribed in Article 25(4) of Regulation (EU) 2016/631 for that synchronous area will be provided in the event that the DC-connected power park module becomes AC-connected to the synchronous area.
- (ii) With regard to reactive power capability, the relevant system operator may specify supplementary reactive power to be provided if the connection point of a DC-connected 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 alternator terminals, if no step-up transformer exists. This supplementary reactive power shall compensate the reactive power exchange of the high-voltage line or cable between the high-voltage terminals of the step-up transformer of the DC-connected power park 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.

3. With regard to priority to active or reactive power contribution for DC-connected power park modules, the relevant system operator, in coordination with 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, its provision shall be established within a time from the fault inception as specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Article 41

Control requirements

1. During the synchronisation of a DC-connected power park module to the AC collection network, the DC-connected power park module shall have the capability to limit any voltage changes to a steady-state level specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The level specified shall not exceed 5 per cent of the pre-synchronisation voltage. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the maximum magnitude, duration and measurement window of the voltage transients.
2. The DC-connected power park module owner shall provide output signals as specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Article 42

Network characteristics

With regard to the network characteristics, the following shall apply for the DC-connected power park modules:

- (a) each relevant system operator shall specify and make publicly available the method and the pre-fault and post-fault conditions for the calculation of minimum and maximum short circuit power at the HVDC interface point;
 - (b) the DC-connected power park module shall be capable of stable operation within the minimum to maximum range of short circuit power and network characteristics of the HVDC interface point specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO;
 - (c) each relevant system operator and HVDC system owner shall provide the DC-connected power park module owner with network equivalents representing the system, enabling the DC-connected power park module owners to design their system with regard to harmonics;
-

Article 43

Protection requirements

1. Electrical protection schemes and settings of DC-connected power park modules shall be determined in accordance with Article 14(5)(b) of Regulation (EU) 2016/631, where the network refers to the synchronous area network. The protection schemes have to be designed taking into account the system performance, grid specificities as well as technical specificities of the power park module technology and agreed with the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

2. Priority ranking of protection and control of DC-connected power park modules shall be determined in accordance with Article 14(5)(c) of Regulation (EU) 2016/631, where the network refers to the synchronous area network, and agreed with the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Article 44

Power quality

DC-connected power park modules owners shall ensure that their connection to the network does not result in a level of distortion or fluctuation of the supply voltage on the network, at the connection point, exceeding the level specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The necessary contribution from grid users to associated studies, including, but not limited to, existing DC-connected power park modules and existing HVDC systems, shall not be unreasonably withheld. The process for necessary studies to be conducted and relevant data to be provided by all grid users involved, as well as mitigating actions identified and implemented, shall be in accordance with the process in Article 29.

Article 45

General system management requirements applicable to DC-connected power park modules

With regard to general system management requirements, Articles 14(5), 15(6) and 16(4) of Regulation (EU) 2016/631 shall apply to any DC-connected power park module.

CHAPTER 2

Requirements for remote-end HVDC converter stations

Article 46

Scope

The requirements of Articles 11 to 39 apply to remote-end HVDC converter stations, subject to specific requirements provided for in Articles 47 to 50.

Article 47

Frequency stability requirements

1. Where a nominal frequency other than 50 Hz, or a frequency variable by design is used in the network connecting the DC-connected power park modules, subject to relevant TSO agreement, Article 11 shall apply to the remote-end HVDC converter station with the applicable frequency ranges and time periods specified by the relevant TSO, taking into account specificities of the system and the requirements laid down in Annex I.

2. With regards to frequency response, the remote-end HVDC converter station owner and the DC-connected power park module owner shall agree on the technical modalities of the fast signal communication in accordance with Article 39(1). Where the relevant TSO requires, the HVDC system shall be capable of providing the network frequency at the connection point as a signal. For an HVDC system connecting a power park module the adjustment of active power frequency response shall be limited by the capability of the DC-connected power park modules.

Article 48

Reactive power and voltage requirements

1. With respect to voltage ranges:
 - (a) a remote-end HVDC converter station shall be capable of staying connected to the remote-end HVDC converter station network and operating within the voltage ranges (per unit) and time periods specified in Tables 12 and 13, Annex VIII. The applicable voltage range and time periods specified are selected based on the reference 1 pu voltage;
 - (b) wider voltage ranges or longer minimum times for operation may be agreed between the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, and the DC-connected power park module owner in accordance with Article 40;
 - (c) for HVDC interface points at AC voltages that are not included in the scope of Table 12 and Table 13, Annex VIII, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify applicable requirements at the connection points;
 - (d) where frequencies other than nominal 50 Hz are used, subject to agreement by the relevant TSO, the voltage ranges and time periods specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall be proportional to those in Annex VIII.
2. A remote-end HVDC converter station shall fulfil the following requirements referring to voltage stability, at the connection points with regard to reactive power capability:
 - (a) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify the reactive power provision capability requirements for various voltage levels. In doing so, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify a $U-Q/P_{max}$ -profile of any shape and within the boundaries of which the remote-end HVDC converter station shall be capable of providing reactive power at its maximum HVDC active power transmission capacity;
 - (b) the $U-Q/P_{max}$ -profile shall be specified by each relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The $U-Q/P_{max}$ -profile shall be within the range of Q/P_{max} and steady-state voltage specified in Table 14, Annex VIII, and the position of the $U-Q/P_{max}$ -profile envelope shall lie within the limits of the fixed outer envelope specified in Annex IV. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall consider the long term development of the network when determining these ranges.

Article 49

Network characteristics

With regard to the network characteristics, the remote-end HVDC converter station owner shall provide relevant data to any DC-connected power park module owner in accordance with Article 42.

Article 50

Power quality

Remote-end HVDC converter station owners shall ensure that their connection to the network does not result in a level of distortion or fluctuation of the supply voltage on the network, at the connection point, exceeding the level allocated to them by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The necessary contribution from grid users to the associated studies shall not be unreasonably withheld, including from, but not limited to, existing DC-connected power park modules and existing HVDC systems. The process for necessary studies to be conducted and relevant data to be provided by all grid users involved, as well as mitigating actions identified and implemented shall be in accordance with the process provided for in Article 29.

INFORMATION EXCHANGE AND COORDINATION

Article 51

Operation of HVDC systems

1. With regard to instrumentation for the operation, each HVDC converter unit of an HVDC system shall be equipped with an automatic controller capable of receiving instructions from the relevant system operator and from the relevant TSO. This automatic controller shall be capable of operating the HVDC converter units of the HVDC system in a coordinated way. The relevant system operator shall specify the automatic controller hierarchy per HVDC converter unit.

2. The automatic controller of the HVDC system referred to in paragraph 1 shall be capable of sending the following signal types to the relevant system operator:

(a) operational signals, providing at least the following:

- (i) start-up signals;
- (ii) AC and DC voltage measurements;
- (iii) AC and DC current measurements;
- (iv) active and reactive power measurements on the AC side;
- (v) DC power measurements;
- (vi) HVDC converter unit level operation in a multi-pole type HVDC converter;
- (vii) elements and topology status; and
- (viii) FSM, LFSM-O and LFSM-U active power ranges.

(b) alarm signals, providing at least the following:

- (i) emergency blocking;
- (ii) ramp blocking;
- (iii) fast active power reversal.

3. The automatic controller referred to in paragraph 1 shall be capable of receiving the following signal types from the relevant system operator:

(a) operational signals, receiving at least the following:

- (i) start-up command;
- (ii) active power setpoints;
- (iii) frequency sensitive mode settings;
- (iv) reactive power, voltage or similar setpoints;
- (v) reactive power control modes;
- (vi) power oscillation damping control; and
- (vii) synthetic inertia.

(b) alarm signals, receiving at least the following:

- (i) emergency blocking command;
 - (ii) ramp blocking command;
-

- (iii) active power flow direction; and
 - (iv) fast active power reversal command.
4. With regards to each signal, the relevant system operator may specify the quality of the supplied signal.

Article 52

Parameters and settings

The parameters and settings of the main control functions of an HVDC system shall be agreed between the HVDC system owner and the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The parameters and settings shall be implemented within such a control hierarchy that makes their modification possible if necessary. Those main control functions are at least:

- (a) synthetic inertia, if applicable as referred to in Articles 14 and 41;
- (b) frequency sensitive modes (FSM, LFSM-O, LFSM-U) referred to in Articles 15, 16 and 17;
- (c) frequency control, if applicable, referred to in Article 16;
- (d) reactive power control mode, if applicable as referred to in Article 22;
- (e) power oscillation damping capability, referred to Article 30;
- (f) subsynchronous torsional interaction damping capability, referred to Article 31.

Article 53

Fault recording and monitoring

1. An HVDC system shall be equipped with a facility to provide fault recording and dynamic system behaviour monitoring of the following parameters for each of its HVDC converter stations:

- (a) AC and DC voltage;
- (b) AC and DC current;
- (c) active power;
- (d) reactive power; and
- (e) frequency.

2. The relevant system operator may specify quality of supply parameters to be complied with by the HVDC system, provided a reasonable prior notice is given.

3. The particulars of the fault recording equipment referred to in paragraph 1, including analogue and digital channels, the settings, including triggering criteria and the sampling rates, shall be agreed between the HVDC system owner, the relevant system operator and the relevant TSO.

4. All dynamic system behaviour monitoring equipment 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.

5. The facilities for quality of supply and dynamic system behaviour monitoring shall include arrangements for the HVDC system owner and the relevant system operator to access the information electronically. The communications protocols for recorded data shall be agreed between the HVDC system owner, the relevant system operator and the relevant TSO.

Simulation models

1. The relevant system operator in coordination with the relevant TSO may specify that an HVDC system owner deliver simulation models which properly reflect the behaviour of the HVDC system in both steady-state, dynamic simulations (fundamental frequency component) and in electromagnetic transient simulations.

The format in which models shall be provided and the provision of documentation of models structure and block diagrams shall be specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.

2. For the purpose of dynamic simulations, the models provided shall contain at least, but not limited to the following sub-models, depending on the existence of the mentioned components:

- (a) HVDC converter unit models;
- (b) AC component models;
- (c) DC grid models;
- (d) Voltage and power controller;
- (e) Special control features if applicable e.g. power oscillation damping (POD) function, subsynchronous torsional interaction (SSTI) control;
- (f) Multi terminal control, if applicable;
- (g) HVDC system protection models as agreed between the relevant TSO and the HVDC system owner.

3. The HVDC system owner shall verify the models against the results of compliance tests carried out according to Title VI and a report of this verification shall be submitted to the relevant TSO. The models shall then be used for the purpose of verifying compliance with the requirements of this Regulation including, but not limited to, compliance simulations as provided for in Title VI and used in studies for continuous evaluation in system planning and operation.

4. An HVDC system owner shall submit HVDC system recordings to the relevant system operator or relevant TSO if requested in order to compare the response of the models with these recordings.

5. An HVDC system owner shall deliver an equivalent model of the control system when adverse control interactions may result with HVDC converter stations and other connections in close electrical proximity if requested by the relevant system operator or relevant TSO. The equivalent model shall contain all necessary data for the realistic simulation of the adverse control interactions.

TITLE V

OPERATIONAL NOTIFICATION PROCEDURE FOR CONNECTION

CHAPTER 1

Connection of new HVDC systems

Article 55

General provisions

1. The HVDC system owner shall demonstrate to the relevant system operator that it has complied with the requirements set out in Title II to Title IV at the respective connection point by successfully completing the operational notification procedure for connection of the HVDC system as described in Articles 56 to 59.

2. The relevant system operator shall specify any detailed provisions of the operational notification procedure and make the details publicly available.

3. The operational notification procedure for connection for each new HVDC system shall comprise:

- (a) energisation operational notification (EON);
- (b) interim operational notification (ION); and
- (c) final operational notification (FON).

Article 56

EON for HVDC systems

1. An EON shall entitle the HVDC system owner to energise its internal network and auxiliaries and connect it to the network at its specified connection points.

2. An EON shall be issued by the relevant system operator, subject to completion of preparation and the fulfilment of the requirements specified by the relevant system operator in the relevant operational procedures. This preparation will include agreement on the protection and control settings relevant to the connection points between the relevant system operator and the HVDC system owner.

Article 57

ION for HVDC systems

1. An ION shall entitle a HVDC system owner or HVDC converter unit owner to operate the HVDC system or HVDC converter unit by using the network connections specified for the connection points for a limited period of time.

2. An ION shall be issued by the relevant system operator subject to the completion of the data and study review process.

3. For the purpose of the completion of data and study review, the HVDC system owner or HVDC converter unit owner shall provide the following upon request from the relevant system operator:

- (a) itemised statement of compliance;
 - (b) detailed technical data of the HVDC system with relevance to the network connection, that is specified with respect to the connection points, as specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSOs;
 - (c) equipment certificates of HVDC systems or HVDC converter units where these are relied upon as part of the evidence of compliance;
 - (d) simulation models or a replica of the exact control system as specified by Article 54 and by the relevant system operator in coordination with the relevant TSOs;
 - (e) studies demonstrating expected steady-state and dynamic performance as required by Titles II, III and IV;
 - (f) details of intended compliance tests according to Article 72;
 - (g) details of intended practical method of completing compliance tests pursuant to Title VI.
-

4. Except where paragraph 5 applies, the maximum period for the HVDC system owner or HVDC converter unit owner to remain in the ION status shall not exceed twenty four months. The relevant system operator may specify a shorter ION validity period. The ION validity period shall be notified to the regulatory authority in accordance with the applicable national regulatory framework. ION extension shall be granted only if the HVDC system owner demonstrates substantial progress towards full compliance. At the time of ION extension, the outstanding issues shall be explicitly identified.

5. The maximum period for an HVDC system owner or HVDC converter unit owner to remain in the ION status may be extended beyond 24 months upon request for a derogation made to the relevant system operator in accordance with the procedure in Title VII. The request shall be made before the expiry of the twenty four month period.

Article 58

FON for HVDC systems

1. A FON shall entitle an HVDC system owner to operate the HVDC system or HVDC converter units by using the grid connection points.

2. A FON shall be issued by the relevant system operator upon prior removal of all incompatibilities identified for the purpose of the ION status and subject to the completion of the data and study review process.

3. For the purpose of the completion of data and study review, the HVDC system owner shall provide the following upon request from the relevant system operator in coordination with the relevant TSO:

(a) itemised statement of compliance; and

(b) update of applicable technical data, simulation models, a replica of the exact control system and studies as referred to in Article 57, including use of actual measured values during testing.

4. In case of incompatibility identified for the purpose of the granting of the FON, a derogation may be granted upon a request to the relevant system operator, in accordance with Articles 79 and 80. A FON shall be issued by the relevant system operator, if the HVDC system is compliant with the provisions of the derogation.

Where a request for a derogation is rejected, the relevant system operator shall have the right to refuse the operation of the HVDC system or HVDC converter units, whose owner's request for a derogation was rejected, until the HVDC system owner and the relevant system operator have resolved the incompatibility and the relevant system operator considers that the HVDC system complies with the provisions of this Regulation.

If the relevant system operator and the HVDC system owner do not resolve the incompatibility within a reasonable timeframe, 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 59

Limited operational notification for HVDC systems/derogations

1. HVDC system owners to whom a FON has been granted shall inform the relevant system operator immediately in the following circumstances:

(a) the HVDC system is temporarily subject to either a significant modification or loss of capability, due to implementation of one or more modifications of significance to its performance; or

(b) in case of equipment failures leading to non-compliance with some relevant requirements.

2. The HVDC system owner shall apply to the relevant system operator for a limited operational notification (LON) if the HVDC system owner reasonably expects the circumstances detailed in paragraph 1 to persist for more than three months.

3. A LON shall be issued by the relevant system operator with a clear identification of:

- (a) the unresolved issues justifying the granting of the LON;
- (b) the responsibilities and timescales for 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 for extension if evidence to the satisfaction of the relevant system operator demonstrates 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 subjects for which the LON has been issued.

5. A further prolongation of the period of validity of the LON may be granted upon request for a derogation made to the relevant system operator before the expiry of that period, in accordance with Articles 79 and 80.

6. The relevant system operator may refuse the operation of the HVDC system if the LON terminates and the circumstance which caused it to be issued remains. In such a case the FON shall automatically be 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 HVDC system once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6, the HVDC system 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

Connection of new DC-connected power park modules

Article 60

General provisions

1. The provisions of this Chapter shall apply to new DC-connected power park modules only.
 2. The DC-connected power park module owner shall demonstrate to the relevant system operator its compliance with the requirements referred to in Title III at the respective connection points by successfully completing the operational notification procedure for connection of the DC-connected power park module in accordance with Articles 61 through to 66.
 3. The relevant system operator shall specify further details of the operational notification procedure and make those details publically available.
 4. The operational notification procedure for connection for each new DC-connected power park module shall comprise:
 - (a) energisation operational notification (EON);
 - (b) interim operational notification (ION); and
 - (c) final operational notification (FON).
-

Article 61

EON for DC-connected power park modules

1. An EON shall entitle the owner of a DC-connected power park module to energise its internal network and auxiliaries by using the grid connection that is specified by the connection points.
2. An EON shall be issued by the relevant system operator, subject to completion of preparation including agreement on the protection and control settings relevant to the connection points between the relevant system operator and the DC-connected power park module.

Article 62

ION for DC-connected power park modules

1. An ION shall entitle the DC-connected power park module owner to operate the DC-connected power park 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 the completion of the data and study review process.
 3. With respect to data and study review, the DC-connected power park module owner shall provide the following upon request from the relevant system operator:
 - (a) itemised statement of compliance;
 - (b) detailed technical data of the DC-connected power park module with relevance to the grid connection, that is specified by the connection points, as specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;
 - (c) equipment certificates of DC-connected power park module, where these are relied upon as part of the evidence of compliance;
 - (d) simulation models as specified in Article 54 and as required by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;
 - (e) studies demonstrating expected steady-state and dynamic performance as required by Title III; and
 - (f) details of intended compliance tests in accordance with Article 73.
 4. Except where paragraph 5 applies, the maximum period for the DC-connected power park module owner to remain in the ION status shall not exceed twenty-four months. The relevant system operator may specify shorter ION validity. The ION validity period shall be notified to the regulatory authority in accordance with the applicable national regulatory framework. ION extensions shall be granted only if the DC-connected power park module owner demonstrates substantial progress towards full compliance. At the time of ION extension, any outstanding issues shall be explicitly identified.
 5. The maximum period for a DC-connected power park module owner to remain in the ION status may be extended beyond 24 months upon request for a derogation made to the relevant system operator in accordance with the procedure in Title VII.
-

FON for DC-connected power park modules

1. A FON shall entitle the DC-connected power park module owner to operate the DC-connected power park module by using the grid connection that is specified by the connection point.
2. A FON shall be issued by the relevant system operator, upon prior removal of all incompatibilities identified for the purpose of the ION status and subject to the completion of the data and study review process as required by this Regulation.
3. For the purpose of the completion of data and study review, the DC-connected power park module owner shall provide the following upon request from the relevant system operator:
 - (a) itemised statement of compliance; and
 - (b) update of applicable technical data, simulation models and studies as referred to in Article 62(3), including use of actual measured values during testing.
4. In case of incompatibility identified for the purpose of the granting of the FON, a derogation may be granted upon request made to the relevant system operator, in accordance with the derogation procedure according to Title VII. A FON shall be issued by the relevant system operator, if the DC-connected power park module is compliant with the provisions of the derogation. The relevant system operator shall have the right to refuse the operation of the DC-connected power park module, whose owner's request for a derogation was rejected, until the DC-connected power park module owner and the relevant system operator have resolved the incompatibility and the DC-connected power park module is considered to be compliant by the relevant system operator.

Limited operational notification for DC-connected power park modules

1. DC-connected power park module owners to whom a FON has been granted shall inform the relevant system operator immediately in the following circumstances:
 - (a) the DC-connected power park module is temporarily subject to either a significant modification or loss of capability, due to implementation of one or more modifications of significance to its performance; or
 - (b) in case of equipment failures leading to non-compliance with some relevant requirements.
 2. The DC-connected power park module owner shall apply to the relevant system operator for a limited operational notification (LON), if the DC-connected power park module owner reasonably expects the circumstances detailed in paragraph 1 to persist for more than three months.
 3. A LON shall be issued by the relevant TSO with a clear identification of:
 - (a) the unresolved issues justifying the granting of the LON;
 - (b) the responsibilities and timescales for 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 for extension if evidence 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 subjects for which the LON has been issued.

5. A further prolongation of the period of validity of the LON may be granted upon 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 VII.

6. The relevant system operator may refuse the operation of the DC-connected power park module if the LON terminates and the circumstance which caused it to be issued remains. In such a case the FON shall automatically be invalid.

CHAPTER 3

Cost benefit analysis

Article 65

Identification of costs and benefits of application of requirements to existing HVDC systems or DC-connected power park modules

1. Prior to the application of any requirement set out in this Regulation to existing HVDC systems or DC-connected power park modules in accordance with paragraph 3 of Article 4, 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 HVDC systems or DC-connected power park 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 HVDC systems or DC-connected power park 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 8.

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 HVDC systems or DC-connected power park modules. The report and proposal shall be notified to the regulatory authority or, where applicable, the Member State, and the HVDC system owner, DC-connected power park module 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 owner of the existing HVDC system or DC-connected power park module;
-

- (b) a transitional period for implementing the requirements which shall take into account the category of HVDC system or DC-connected power park module and any underlying obstacles to the efficient implementation of the equipment modification/refitting.

Article 66

Principles of cost-benefit analysis

1. HVDC system owners, DC-connected power park module owners and DSOs, including CDSOs, shall assist and contribute to the cost-benefit analysis undertaken according to Article 65 and 80 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, assessing a potential derogation pursuant to Article 79, 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, within three months of receiving a request, unless agreed otherwise by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner.
 2. A cost-benefit analysis shall be in line with the following principles:
 - (a) the relevant TSO, or HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their 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, or HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their 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, or HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their 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 HVDC systems or DC-connected power park 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 VI

COMPLIANCE

CHAPTER 1

Compliance monitoring

Article 67

Common provisions for compliance testing

1. Testing of the performance of HVDC systems and DC-connected power park modules 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner to carry out an alternative set of tests, provided that those tests are efficient and suffice to demonstrate that a HVDC system or DC-connected power park module complies with the requirements of this Regulation; and
 - (b) require the HVDC system owner or DC-connected power park module 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 of Title VI, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation.
3. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner is responsible for carrying out the tests in accordance with the conditions laid down in Chapter 2 of Title VI. 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 HVDC system owner or DC-connected power park module 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner 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 68

Common provisions on compliance simulation

1. Simulation of the performance of HVDC systems and DC-connected power park modules 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner to carry out an alternative set of simulations, provided that those simulations are efficient and suffice to demonstrate that a HVDC system or DC-connected power park module complies with the requirements of this Regulation or with national legislation; and
 - (b) require the HVDC system owner or DC-connected power park module 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 3 of Title VI, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation.
-

3. To demonstrate compliance with the requirements of this Regulation, the HVDC system owner and DC-connected power park module owner shall provide a report with the simulation results. The HVDC system owner and DC-connected power park module owner shall produce and provide a validated simulation model for a given HVDC system or DC-connected power park module. The scope of the simulation models is set out in Articles 38 and 54.

4. The relevant system operator shall have the right to check that a HVDC system and DC-connected power park 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 HVDC system owner or DC-connected power park module 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 3 of Title VI.

Article 69

Responsibility of the HVDC system owner and DC-connected power park module owner

1. The HVDC system owner shall ensure that the HVDC system and HVDC converter stations are compliant with the requirements provided for by this Regulation. This compliance shall be maintained throughout the lifetime of the facility.

2. The DC-connected power park module owner shall ensure that the DC-connected power park module is compliant with the requirements under this Regulation. This compliance shall be maintained throughout the lifetime of the facility.

3. Planned modifications of the technical capabilities of the HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module with possible impact on its compliance to the requirements under this Regulation shall be notified to the relevant system operator by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner before initiating such modification.

4. Any operational incidents or failures of an HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module that have impact on its compliance to the requirements of this Regulation shall be notified to the relevant system operator by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner as soon as possible without any delay after the occurrence of such an incident.

5. Any foreseen test schedules and procedures to verify compliance of an HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module with the requirements of this Regulation shall be notified to the relevant system operator by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner in due time and prior to their launch and shall be approved by the relevant system operator.

6. The relevant system operator shall be facilitated to participate in such tests and may record the performance of the HVDC systems, HVDC converter stations or DC-connected power park modules.

Article 70

Tasks of the relevant system operator

1. The relevant system operator shall assess the compliance of an HVDC system, HVDC converter station and DC-connected power park module with the requirements under this Regulation throughout the lifetime of the HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner shall be informed of the outcome of this assessment.

2. Where requested by the relevant system operator, the HVDC system owner or DC-connected power park module owner shall carry out compliance tests and simulations, not only during the operational notification procedures according to Title V, but repeatedly throughout the lifetime of the HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module according to a plan or general scheme for repeated tests and specified simulations or after any failure, modification or replacement of any equipment that may have impact on the compliance with the requirements under this Regulation. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner shall be informed of the outcome of these compliance tests and simulations.

3. The relevant system operator shall make publicly available the list of information and documents to be provided as well as the requirements to be fulfilled by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner in the frame of the compliance process. Such list shall cover at least the following information, documents and requirements:

- (a) all documentation and certificates to be provided by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner;
- (b) details of the technical data of the HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module with 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner to demonstrate the expected steady-state and dynamic performance in accordance with the requirements set out in Titles II, III and IV;
- (f) conditions and procedures including the scope for registering equipment certificates; and
- (g) conditions and procedures for use of relevant equipment certificates, issued by an authorised certifier, by the DC-connected power park module owner.

4. The relevant system operator shall make publicly available the allocation of responsibilities to the HVDC system owner or DC-connected power park module owner and to the system operator for compliance testing, simulation and monitoring.

5. The relevant system operator may partially or totally assign the performance of its compliance monitoring to third parties. In this case, the relevant system operator shall ensure compliance with Article 10 by appropriate confidentiality commitments with the assignee.

6. The relevant system operator shall not unreasonably withhold any operational notification in accordance with Title V, if compliance tests or simulations cannot be performed as agreed between the relevant system operator and the HVDC system owner or DC-connected power park module owner due to reasons which are in the sole control of the relevant system operator.

7. The relevant system operator shall provide the relevant TSO when requested the compliance test and simulation results referred to in this Chapter.

CHAPTER 2

Compliance testing

Article 71

Compliance testing for HVDC systems

1. Equipment certificates may be used instead of part of the tests below, on the condition that they are provided to the relevant system operator.

2. With regard to the reactive power capability test:
 - (a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its technical capability to provide leading and lagging reactive power capability according to Article 20;
 - (b) the reactive power capability test shall be carried out at maximum reactive power, both leading and lagging, and concerning the verification of the following parameters:
 - (i) Operation at minimum HVDC active power transmission capacity;
 - (ii) Operation at maximum HVDC active power transmission capacity;
 - (iii) Operation at active power setpoint between those minimum and maximum HVDC active power transmission capacity.
 - (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the HVDC converter unit or the HVDC converter station has been operating no shorter than 1 hour at maximum reactive power, both leading and lagging, for each parameter as referred to in point (b);
 - (ii) the HVDC converter unit or the HVDC converter station demonstrates its capability to change to any reactive power setpoint within the applicable reactive power range within the specified performance targets of the relevant reactive power control scheme; and
 - (iii) no action of any protection within the operation limits specified by reactive power capacity diagram occurs.
 3. With regard to the voltage control mode test:
 - (a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its capability to operate in voltage control mode in the conditions set forth in Article 22(3);
 - (b) the voltage control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
 - (i) the implemented slope and deadband of the static characteristic;
 - (ii) the accuracy of the regulation;
 - (iii) the insensitivity of the regulation;
 - (iv) the time of reactive power activation.
 - (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the range of regulation and adjustable droop and deadband is compliant with agreed or decided characteristic parameters, according to Article 22(3);
 - (ii) the insensitivity of voltage control is not higher than 0,01 pu;
 - (iii) following a step change in voltage, 90 % of the change in reactive power output has been achieved within the times and tolerances according to Article 22(3).
 4. With regard to the reactive power control mode test:
 - (a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its capability to operate in reactive power control mode, according to the conditions referred to in Article 22(4);
 - (b) the reactive power control mode test shall be complementary to the reactive power capability test;
 - (c) the reactive power control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
 - (i) the reactive power setpoint range and step;
 - (ii) the accuracy of the regulation; and
 - (iii) the time of reactive power activation.
-

- (d) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the reactive power setpoint range and step is ensured according to Article 22(4);
 - (ii) the accuracy of the regulation is compliant with the conditions as referred to in Article 22(3).
 - 5. With regard to the power factor control mode test:
 - (a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its capability to operate in power factor control mode according to the conditions referred to in Article 22(5);
 - (b) the power factor control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
 - (i) the power factor setpoint range;
 - (ii) the accuracy of the regulation;
 - (iii) the response of reactive power due to step change of active power.
 - (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the power factor setpoint range and step is ensured according to Article 22(5);
 - (ii) the time of reactive power activation as result of step active power change does not exceed the requirements specified in accordance with Article 22(5);
 - (iii) the accuracy of the regulation is compliant with the value, as referred to in Article 22(5).
 - 6. With regard to the FSM response test:
 - (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to continuously modulate active power over the full operating range between maximum HVDC active power transmission capacity and minimum HVDC active power transmission capacity to contribute to frequency control and shall verify the steady-state parameters of regulations, such as droop and deadband and dynamic parameters, including robustness during frequency step change response and large, fast frequency changes;
 - (b) the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to activate at least 10 % of the full active power frequency response range in each direction, taking into account the droop settings and the deadband. Simulated frequency deviation signals shall be injected into the controller of the HVDC converter unit or the HVDC converter station;
 - (c) the test shall be deemed to be passed, provided that the following conditions are all fulfilled:
 - (i) activation time of full active power frequency response range as result of a step frequency change has been no longer than required by Annex II;
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response;
 - (iii) the initial delay time has been according to Annex II;
 - (iv) the droop settings are available within the range provided for in Annex II and deadband (thresholds) is not more than the value in Annex II;
 - (v) insensitivity of active power frequency response at any relevant operating point does not exceed the requirements set forth in Annex II.
 - 7. With regard to the LFSM-O response test:
 - (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to continuously modulate active power to contribute to frequency control in case of large increase of frequency in the system and shall verify the steady-state parameters of regulations, such as droop and deadband, and dynamic parameters, including frequency step change response;
-

- (b) the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to activate at least 10 % of the full operating range for active power, taking into account the droop settings and the deadband. Simulated frequency deviation signals shall be injected into the controller of the HVDC converter unit or the HVDC converter station;
 - (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are both fulfilled:
 - (i) the test results, for both dynamic and static parameters, are in line with the requirements as referred to in Annex II;
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response.
8. With regard to the LFSM-U response test:
- (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to continuously modulate active power at operating points below maximum HVDC active power transmission capacity to contribute to frequency control in case of large drop of frequency in the system;
 - (b) the test shall be carried out by simulating at appropriate active power load points with low frequency steps and ramps big enough to activate at least 10 % of the full operating range for active power, taking into account the droop settings and the deadband. Simulated frequency deviation signals shall be injected into the controller of the HVDC converter unit or the HVDC converter station;
 - (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are both fulfilled:
 - (i) the test results, for both dynamic and static parameters, are in line with the requirements as referred to in Annex II;
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response.
9. With regard to the active power controllability test:
- (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to continuously modulate active power over the full operating range according to Article 13(1)(a) and (d);
 - (b) the test shall be carried out by sending manual and automatic instructions by the relevant TSO;
 - (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the HVDC system has demonstrated stable operation;
 - (ii) the time of adjustment of the active power is shorter than the delay specified pursuant to Article 13(1)(a);
 - (iii) the dynamic response of the HVDC system when receiving instructions for the purposes of exchange or sharing of reserves, or for participating in imbalance netting processes, if capable of fulfilling the requirements for these products, as specified by the relevant TSO, has been demonstrated.
10. With regard to the ramping rate modification test:
- (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to adjust the ramping rate according to Article 13(2);
 - (b) the test shall be carried out by relevant TSO sending instructions of ramping modifications;
 - (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) ramping rate is adjustable;
 - (ii) the HVDC system has demonstrated stable operation during ramping periods.
-

11. With regard to the black start test, if applicable:
 - (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to energise the busbar of the remote AC substation to which it is connected, within a time frame specified by the relevant TSO, according to Article 37(2);
 - (b) the test shall be carried out while the HVDC system starts from shut down;
 - (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the HVDC system has demonstrated being able to energise the busbar of the remote AC-substation to which it is connected;
 - (ii) the HVDC system operates from a stable operating point at agreed capacity, according to the procedure of Article 37(3).

Article 72

Compliance testing for DC-connected power park modules and remote-end HVDC converter units

1. Equipment certificates may be used instead of part of the tests below, on the condition that they are provided to the relevant system operator.
 2. With regard to the reactive power capability test of DC-connected power park modules:
 - (a) the DC-connected power park module shall demonstrate its technical capability to provide leading and lagging reactive power capability according to Article 40(2);
 - (b) the reactive power capability test shall be carried out at maximum reactive power, both leading and lagging, and concerning the verification of the following parameters:
 - (i) operation in excess of 60 % of maximum capacity for 30 minutes;
 - (ii) operation within the range of 30-50 % of maximum capacity for 30 minutes; and
 - (iii) operation within the range of 10-20 % of maximum capacity for 60 minutes.
 - (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the DC-connected power park module has been operating no shorter than requested duration at maximum reactive power, both leading and lagging, in each parameter as referred to in point (b);
 - (ii) the DC-connected power park module has demonstrated its capability to change to any reactive power setpoint within the agreed or decided reactive power range within the specified performance targets of the relevant reactive power control scheme; and
 - (iii) no action of any protection within the operation limits specified by reactive power capacity diagram occurs.
 3. With regard to the reactive power capability test of remote-end HVDC converter units:
 - (a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its technical capability to provide leading and lagging reactive power capability according to Article 48(2);
 - (b) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the HVDC converter unit or the HVDC converter station has been operating no shorter than 1 hour at maximum reactive power, both leading and lagging, at:
 - minimum HVDC active power transmission capacity;
 - maximum HVDC active power transmission capacity; and
 - an active power operating point between those maximum and minimum ranges.
-

- (ii) the HVDC converter unit or the HVDC converter station demonstrates its capability to change to any reactive power setpoint within the agreed or decided reactive power range within the specified performance targets of the relevant reactive power control scheme; and
- (iii) no action of any protection within the operation limits specified by reactive power capacity diagram occurs.

4. With regard to the voltage control mode test:

- (a) the DC-connected power park module shall demonstrate its capability to operate in voltage control mode in the conditions set forth in Article 21 of Regulation (EU) 2016/631;
- (b) the voltage control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
 - (i) the implemented slope and deadband of the static characteristic;
 - (ii) the accuracy of the regulation;
 - (iii) the insensitivity of the regulation;
 - (iv) the time of reactive power activation.
- (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the range of regulation and adjustable the droop and deadband is compliant with agreed or decided characteristic parameters, according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
 - (ii) the insensitivity of voltage control is not higher than 0,01 pu, according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
 - (iii) following a step change in voltage, 90 % of the change in reactive power output has been achieved within the times and tolerances according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631.

5. With regard to the reactive power control mode test:

- (a) the DC-connected power park module shall demonstrate its capability to operate in reactive power control mode, according to the conditions referred to in Article 21(3)(d)(iii) of Regulation (EU) 2016/631;
- (b) the reactive power control mode test shall be complementary to the reactive power capability test;
- (c) the reactive power control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
 - (i) the reactive power setpoint range and step;
 - (ii) the accuracy of the regulation;
 - (iii) the time of reactive power activation.
- (d) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the reactive power setpoint range and step is ensured according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
 - (ii) the accuracy of the regulation is compliant with the conditions as referred to in Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631.

6. With regard to the power factor control mode test:

- (a) the DC-connected power park module shall demonstrate its capability to operate in power factor control mode according to the conditions referred to in Article 21(3)(d)(iv) of Regulation (EU) 2016/631;
 - (b) the power factor control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
 - (i) the power factor setpoint range;
 - (ii) the accuracy of the regulation;
 - (iii) the response of reactive power due to step change of active power.
-

- (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
- (i) the power factor setpoint range and step is ensured according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
 - (ii) the time of reactive power activation as result of step active power change does not exceed the requirement according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
 - (iii) the accuracy of the regulation is compliant with the value, as referred to in Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631.
7. With regard to the tests identified in paragraphs 4, 5 and 6 the relevant TSO may select only two of the three control options for testing.
8. With regard to LFSM-O response of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with Article 47(3) of Regulation (EU) 2016/631.
9. With regard to LFSM-U response of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with Article 48(3) of Regulation (EU) 2016/631.
10. With regard to active power controllability of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with 48(2) of Regulation (EU) 2016/631.
11. With regard to FSM response of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with Article 48(4) of Regulation (EU) 2016/631.
12. With regard to frequency restoration control of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with Article 45(5) of Regulation (EU) 2016/631.
13. With regard to fast signal response of DC-connected power park module, the test shall be deemed passed if the DC-connected power park module can demonstrate its response within the time specified in Article 39(1)(a).
14. With regard to tests for DC-connected power park modules where the AC collection network is not at nominal 50 Hz frequency, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall agree with the DC-connected power park module owner the compliance tests required.

CHAPTER 3

Compliance simulations

Article 73

Compliance simulations for HVDC systems

1. Equipment certificates may be used instead of part of the simulations below, on the condition that they are provided to the relevant system operator.
 2. With regard to the fast fault current injection simulation:
 - (a) the HVDC converter unit owner or the HVDC converter station owner shall simulate fast fault current injection in the conditions set forth in Article 19;
 - (b) the simulation is deemed passed, provided that compliance with the requirements specified in accordance with Article 19 is demonstrated.
-

3. With regard to the fault-ride-through capability simulation:
 - (a) the HVDC system owner shall simulate the capability for fault-ride-through in the conditions set forth in Article 25; and
 - (b) the simulation is deemed passed, provided that compliance with the requirements specified in accordance with Article 25 is demonstrated.
 4. With regard to the post fault active power recovery simulation:
 - (a) the HVDC system owner shall simulate the capability for post fault active power recovery in the conditions set forth in Article 26;
 - (b) the simulation is deemed passed, provided that compliance with the requirements specified in accordance with Article 26 is demonstrated.
 5. With regard to the reactive power capability simulation:
 - (a) the HVDC converter unit owner or the HVDC converter station owner shall simulate the capability for leading and lagging reactive power capability in the conditions referred to in Article 20(2) to (4);
 - (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the simulation model of the HVDC converter unit or the HVDC converter station is validated against the compliance tests for reactive power capability as referred to in Article 71;
 - (ii) compliance with the requirements as referred to in Article 20(2) to (4) is demonstrated.
 6. With regard to the power oscillations damping control simulation:
 - (a) the HVDC system owner shall demonstrate the performance of its control system (POD function) to damp power oscillations in the conditions set forth in Article 30;
 - (b) the tuning shall result in improved damping of corresponding active power response of the HVDC system in combination with the POD function compared to the active power response of the HVDC system without POD;
 - (c) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the POD function damps the existing power oscillations of the HVDC system within a frequency range specified by the relevant TSO. This frequency range shall include the local mode frequency of the HVDC system and the expected network oscillations; and
 - (ii) a change of active power transfer of the HVDC system as specified by the relevant TSO does not lead to undamped oscillations in active or reactive power of the HVDC system.
 7. With regard to the simulation of active power modification in case of disturbance:
 - (a) the HVDC system owner shall simulate the capability to quickly modify active power according to Article 13(1)(b); and
 - (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the HVDC system has demonstrated stable operation when following the pre-specified sequence of active power variation;
 - (ii) the initial delay of the adjustment of the active power is shorter than the value specified in Article 13(1)(b) or reasonably justified if greater.
-

8. With regard to the fast active power reversal simulation, as applicable:
- (a) the HVDC system owner shall simulate the capability to quickly reverse active power according to Article 13(1)(c);
 - (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the HVDC system has demonstrated stable operation;
 - (ii) the time of adjustment of the active power is shorter than the value specified in Article 13(1)(c) or reasonably justified if greater.

Article 74

Compliance simulations for DC-connected power park modules and remote-end HVDC converter units

1. DC-connected power park modules are subject to the compliance simulations detailed in this Article. Equipment certificates may be used instead of part of the simulations described below, on the condition that they are provided to the relevant system operator.
2. With regard to the fast fault current injection simulation:
- (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for fast fault current injection in the conditions set forth in Article 20(2)(b) of Regulation (EU) 2016/631; and
 - (b) the simulation shall be deemed passed, provided that compliance with the requirement according to Article 20(2)(b) of Regulation (EU) 2016/631 is demonstrated.
3. With regard to the post fault active power recovery simulation:
- (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for post fault active power recovery in the conditions set forth in Article 20(3)(a) of Regulation (EU) 2016/631; and
 - (b) the simulation shall be deemed passed, provided that compliance with the requirement according to Article 20(3)(a) of Regulation (EU) 2016/631 is demonstrated.
4. With regard to the reactive power capability simulation of DC-connected power park modules:
- (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for leading and lagging reactive power capability in the conditions referred to in Article 40(2); and
 - (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the simulation model of the DC-connected power park module is validated against the compliance tests for reactive power capability as referred to in Article 72(2);
 - (ii) compliance with the requirements as referred to in Article 40(2) is demonstrated.
5. With regard to the reactive power capability simulation of remote-end HVDC converter units:
- (a) the remote-end HVDC converter unit owner or the remote-end HVDC converter station owner shall simulate the capability for leading and lagging reactive power capability in the conditions referred to in Article 48(2); and
-

- (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
- (i) the simulation model of the remote-end HVDC converter unit or the remote-end HVDC converter station is validated against the compliance tests for reactive power capability at the as referred to in Article 72(3);
 - (ii) compliance with the requirements as referred to in Article 48(2) is demonstrated.
6. With regard to the power oscillations damping control simulation:
- (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for power oscillations damping under the conditions as referred to in Article 21(3)(f) of Regulation (EU) 2016/631; and
 - (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the model demonstrates compliance with the conditions of Article 21(3)(f) of Regulation (EU) 2016/631.
7. With regard to fault-ride-through capability simulation:
- (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for fault-ride-through under the conditions as referred to in Article 16(3)(a) of Regulation (EU) 2016/631;
 - (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the model demonstrates compliance with the conditions of Article 16(3)(a) of Regulation (EU) 2016/631.

CHAPTER 4

Non-binding guidance and monitoring of implementation

Article 75

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 76

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 HVDC systems and DC-connected power park 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 VII

DEROGATIONS

Article 77

Power to grant derogations

1. Regulatory authorities may, at the request of a HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, relevant system operator or relevant TSO, grant HVDC system owners or DC-connected power park module owners, or their prospective owner, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing HVDC system and/or DC-connected power park modules in accordance with Articles 78 to 82.

2. Where applicable in a Member State, derogations may be granted and revoked in accordance with Articles 78 to 81 by other authorities than the regulatory authority.

Article 78

General provisions

1. Each regulatory authority shall specify, after consulting relevant system operators, HVDC system owners and DC-connected power park module owners and other stakeholders whom it deems affected by this Regulation, the criteria for granting derogations pursuant to Articles 79 to 81. 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 HVDC systems or DC-connected power park modules for which a request for a derogation has been filed pursuant to Articles 79 to 81 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 79

Request for derogations by an HVDC system owner or DC-connected power park module owner

1. HVDC system owners and DC-connected power park module owners, or their prospective owner, may request a derogation to one or several requirements of this Regulation.

2. A request for a derogation shall be filed with the relevant system operator and include:

- (a) an identification of the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, and a contact person for any communications;
- (b) a description of the HVDC system or DC-connected power park module 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 66;
- (e) demonstration that the requested derogation would have no adverse effect on cross-border trade;
- (f) in the case of a DC-connected power park module connected to one or more remote-end HVDC converter stations, evidence that the converter station will not be affected by the derogation or, alternatively, agreement from the converter station owner to the proposed derogation.

3. Within two weeks of receipt of a request for a derogation, the relevant system operator shall confirm to the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, whether the request is complete. If the relevant system operator considers that the request is incomplete, the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, shall submit the additional required information within one month from the receipt of the request for additional information. If the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their 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 78.

5. If a request for a derogation concerns a HVDC system or DC-connected power park 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, or from any other interested parties. The additional period shall begin when the complete information has been received.

8. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, shall submit any additional information requested by the regulatory authority within two months of such request. If the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or the 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their 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 HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their 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 83(2).

Article 80

Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO

1. Relevant system operators or relevant TSOs may request a derogation for classes of HVDC systems or DC-connected power park modules connected or to be connected to their network.

2. Relevant system operators or relevant TSOs shall submit their requests for a derogation 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 HVDC systems or DC-connected power park modules for which a derogation is requested and the total installed capacity and number of HVDC systems or DC-connected power park 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 66. If applicable, the cost-benefit analysis shall be carried out in coordination with the relevant TSO and any adjacent 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 78.

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 a 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 derogations 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, HVDC system owners, DC-connected power park module 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 83(2).

Article 81

Request for derogations from the provisions of Title III by a DC-connected power park module owner

1. A request for a derogation to the provisions of Article 40(1)(b) and (c), Article 40(2)(a) and (b), and Articles 41 to 45 shall not be subject to Article 79(2)(d) and (e) where it relates to a DC-connected power park module that has, or will have, a single connection to a single synchronous area.

2. The regulatory authority may attach any conditions to a decision concerning request for a derogation referred to in paragraph 1. This may include a condition that the development of the connection into a multi-terminal network, or that connection of a further power park module at the same point, will cause the derogation to be evaluated by the regulatory authority or to expire. The regulatory authority shall take into account the need to optimise the configuration between the DC-connected power park module and the remote-end HVDC converter station, as well as the legitimate expectations of the DC-connected power park module owner when adopting a decision concerning a request for a derogation.

Article 82

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 83

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 a 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 VIII

FINAL PROVISIONS

Article 84

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 HVDC systems or new DC-connected power park 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 HVDC systems or existing DC-connected power park modules subject to all or some of the requirements of this Regulation in accordance with paragraph 1 of Article 4 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 HVDC systems and DC-connected power park modules subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for HVDC systems and DC-connected power park modules, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.

Article 85

HVDC System or DC-connected power park modules connecting with synchronous areas or control areas not bound by EU legislation

1. Where an HVDC system to which the requirements of this Regulation apply is connecting synchronous areas or control areas, with at least one synchronous area or one control area not falling under the scope of application of Union legislation, the relevant TSO or, where applicable, the HVDC system owner shall endeavour to implement an agreement to ensure that the owners of HVDC systems with no legal obligation to comply with this Regulation also cooperate to fulfil the requirements.

2. If an agreement as referred to in paragraph 1 cannot be implemented, the relevant TSO or, as the case may be, the HVDC system owner concerned shall use all available means to comply with the requirements of this Regulation.

Article 86

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 Article 4(2)(b) and Articles 5, 75, 76 and 78 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, 26 August 2016.

For the Commission
The President
Jean-Claude JUNCKER

—

ANNEX I

Frequency ranges referred to in Article 11

Frequency range	Time period for operation
47,0 Hz-47,5 Hz	60 seconds
47,5 Hz-48,5 Hz	To be specified by each relevant TSO, but longer than established times for generation and demand according to Regulation (EU) 2016/631 and Regulation (EU) 2016/1388 respectively, and longer than for DC-connected PPMs according to Article 39
48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each relevant TSO, but longer than established times for generation and demand according to Regulation (EU) 2016/631 and Regulation (EU) 2016/1388 respectively, and longer than for DC-connected PPMs according to Article 39
49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
51,0 Hz-51,5 Hz	To be specified by each relevant TSO, but longer than established times for generation and demand according to Regulation (EU) 2016/631 and Regulation (EU) 2016/1388 respectively, and longer than for DC-connected PPMs according to Article 39
51,5 Hz-52,0 Hz	To be specified by each relevant TSO, but longer than for DC-connected PPMs according to Article 39

Table 1: Minimum time periods an HVDC system shall be able to operate for different frequencies deviating from a nominal value without disconnecting from the network.

Requirements applying to frequency sensitive mode, limited frequency sensitive mode overfrequency and limited frequency sensitive mode underfrequency

A. Frequency sensitive mode

1. When operating in frequency sensitive mode (FSM):

- (a) the HVDC system shall be capable of responding to frequency deviations in each connected AC network by adjusting the active power transmission as indicated in Figure 1 and in accordance with the parameters specified by each TSO within the ranges shown in Table 2. This specification shall be subject to notification to the regulatory authority. The modalities of that notification shall be determined in accordance with the applicable national regulatory framework;
- (b) the adjustment of active power frequency response shall be limited by the minimum HVDC active power transmission capacity and maximum HVDC active power transmission capacity of the HVDC system (in each direction);

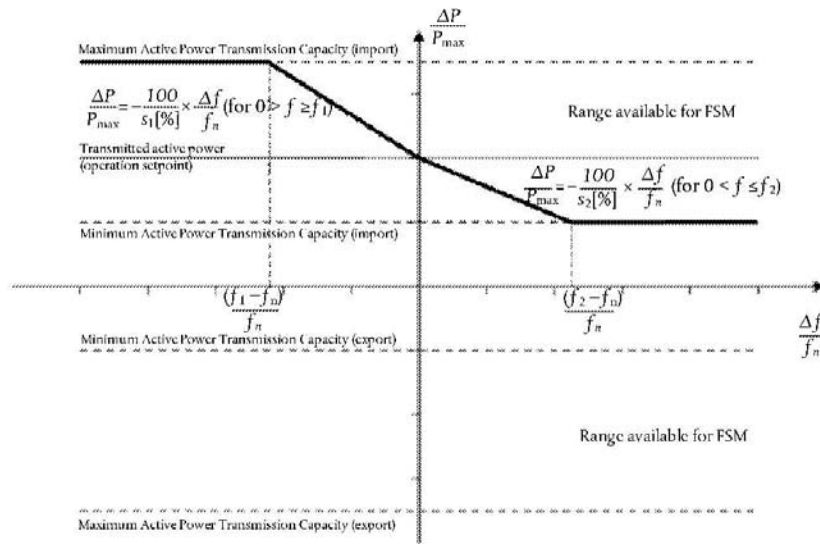


Figure 1: Active power frequency response capability of an HVDC system in FSM illustrating the case of zero deadband and insensitivity with a positive active power setpoint (import mode). ΔP is the change in active power output from the HVDC system. f_n is the target frequency in the AC network where the FSM service is provided and Δf is the frequency deviation in the AC network where the FSM service is provided.

Parameters	Ranges
Frequency response deadband	0-± 500 mHz
Droop s_1 (upward regulation)	Minimum 0,1 %
Droop s_2 (downward regulation)	Minimum 0,1 %
Frequency response insensitivity	Maximum 30 mHz

Table 2: Parameters for active power frequency response in FSM

- (c) the HVDC system shall be capable, following an instruction from the relevant TSO, of adjusting the droops for upward and downward regulation, the frequency response deadband and the operational range of variation within the active power range available for FSM, set out in Figure 1 and more generally within the limits set by points (a) and (b). These values shall be subject to notification to the regulatory authority. The modalities of that notification shall be determined in accordance with the applicable national regulatory framework;
- (d) as a result of a frequency step change, the HVDC system shall be capable of adjusting active power to the active power frequency response defined in Figure 1, in such a way that the response is:
- (i) as fast as inherently technically feasible; and
 - (ii) at or above the solid line according to Figure 2 in accordance with the parameters specified by each relevant TSO within the ranges according to Table 3:
 - the HVDC system shall be able to adjust active power output ΔP up to the limit of the active power range requested by the relevant TSO in accordance with the times t_1 and t_2 according to the ranges in Table 3, where t_1 is the initial delay and t_2 is the time for full activation. The values of t_1 and t_2 shall be specified by the relevant TSO, subject to notification to the regulatory authority. The modalities of that notification shall be determined in accordance with the applicable national regulatory framework;
 - if the initial delay of activation is greater than 0,5 second, the HVDC system owner shall reasonably justify it to the relevant TSO.

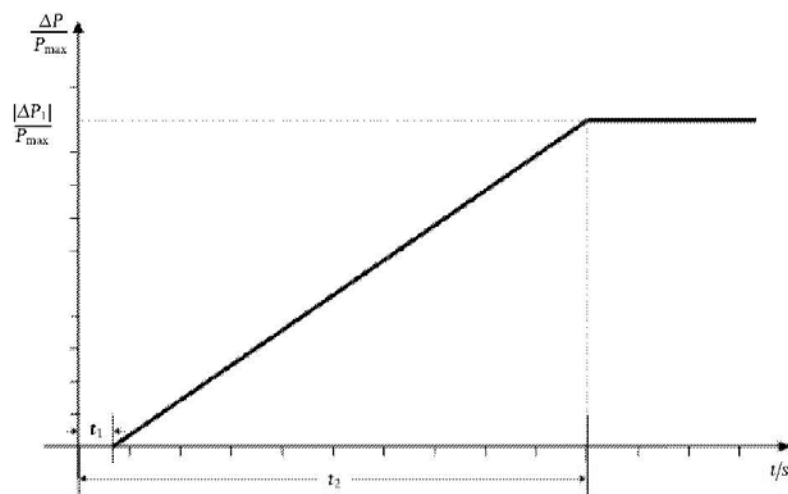


Figure 2: Active power frequency response capability of an HVDC system. ΔP is the change in active power triggered by the step change in frequency.

Parameters	Time
Maximum admissible initial delay t_1	0,5 seconds
Maximum admissible time for full activation t_2 , unless longer activation times are specified by the relevant TSO	30 seconds

Table 3: Parameters for full activation of active power frequency response resulting from frequency step change.

- (e) for HVDC systems linking various control areas or synchronous areas, in frequency sensitive mode operation the HVDC system shall be capable of adjusting full active power frequency response at any time and for a continuous time period;
- (f) as long as a frequency deviation continues active power control shall not have any adverse impact on the active power frequency response.

B. Limited frequency sensitive mode overfrequency

1. In addition to the requirements of Article 11 the following shall apply with regard to limited frequency sensitive mode — overfrequency (LFSM-O):
 - (a) the HVDC system shall be capable of adjusting active power frequency response to the AC network or networks, during both import and export, according to Figure 3 at a frequency threshold f_1 between and including 50,2 Hz and 50,5 Hz with a droop S_j adjustable from 0,1 % upwards;
 - (b) the HVDC system shall be capable of adjusting active power down to its minimum HVDC active power transmission capacity;
 - (c) the HVDC system shall be capable of adjusting active power frequency response as fast as inherently technically feasible, with an initial delay and time for full activation determined by the relevant TSO and notified to the regulatory authority in accordance with the applicable national regulatory framework;
 - (d) the HVDC system shall be capable of stable operation during LFSM-O operation. When LFSM-O is active, hierarchy of control functions shall be organised in accordance with Article 35.
2. The frequency threshold and droop settings referred to in point (a) of paragraph 1 shall be determined by the relevant TSO and be notified to the regulatory authority in accordance with the applicable national regulatory framework.

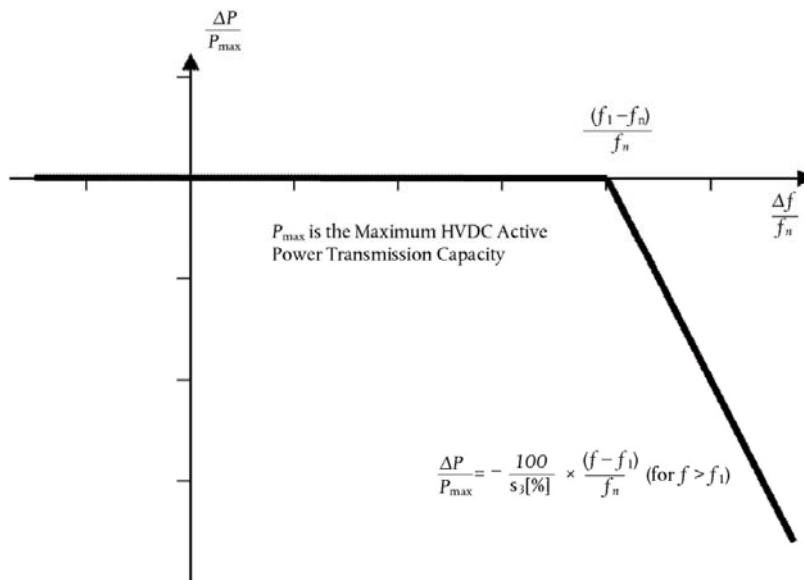


Figure 3: Active power frequency response capability of HVDC systems in LFSM-O. ΔP is the change in active power output from the HVDC system and, depending on the operational conditions, either a decrease of import power or an increase of export power. f_n is the nominal frequency of the AC network or networks the HVDC system is connected to and Δf is the frequency change in the AC network or networks the HVDC is connected to. At overfrequencies where f is above f_1 the HVDC system shall reduce active power according to the droop setting.

C. Limited frequency sensitive mode underfrequency

1. In addition to the requirements of Article 11, the following shall apply with regard to limited frequency sensitive mode — underfrequency (LFSM-U):
 - (a) the HVDC system shall be capable of adjusting active power frequency response to the AC network or networks, during both import and export, according to Figure 4 at a frequency threshold f_2 between and including 49,8 Hz and 49,5 Hz with a droop s_4 adjustable from 0,1 % upwards;
 - (b) in the LFSM-U mode the HVDC system shall be capable of adjusting active power up to its maximum HVDC active power transmission capacity;
 - (c) the active power frequency response shall be activated as fast as inherently technically feasible, with an initial delay and time for full activation determined by the relevant TSO and notified to regulatory authority in accordance with the applicable national regulatory framework;
 - (d) the HVDC system shall be capable of stable operation during LFSM-U operation. When LFSM-U is active, hierarchy of control functions shall be organised in accordance with Article 35.
2. The frequency threshold and droop settings referred to in point (a) of paragraph 1 shall be determined by the relevant TSO and be notified to the regulatory authority in accordance with the applicable national regulatory framework.

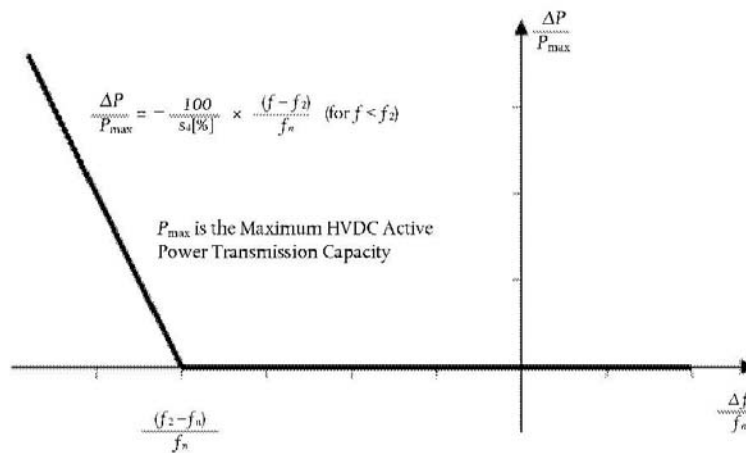


Figure 4: Active power frequency response capability of HVDC systems in LFSM-U. ΔP is the change in active power output from the HVDC system, depending on the operation condition a decrease of import power or an increase of export power. f_n is the nominal frequency in the AC network or networks the HVDC system is connected and Δf is the frequency change in the AC network or networks the HVDC is connected. At underfrequencies where f is below f_2 , the HVDC system has to increase active power output according to the droop s_4 .

Voltage ranges referred to in Article 18

Synchronous Area	Voltage Range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	To be established by each relevant system operator, in coordination with the relevant TSO but not less than 20 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-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	20 minutes

Table 4: Minimum time periods an HVDC system shall be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection points without disconnecting from the network. This table applies in case of pu voltage base values at or above 110 kV and up to (not including) 300 kV.

Synchronous Area	Voltage Range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,0875 pu	To be specified by each TSO, but not less than 60 minutes
	1,0875 pu-1,10 pu	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-1,097 pu	Unlimited
	1,097 pu-1,15 pu	20 minutes

Table 5: Minimum time periods an HVDC system shall be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection points without disconnecting from the network. This table applies in case of pu voltage base values from 300 kV to 400 kV (included).

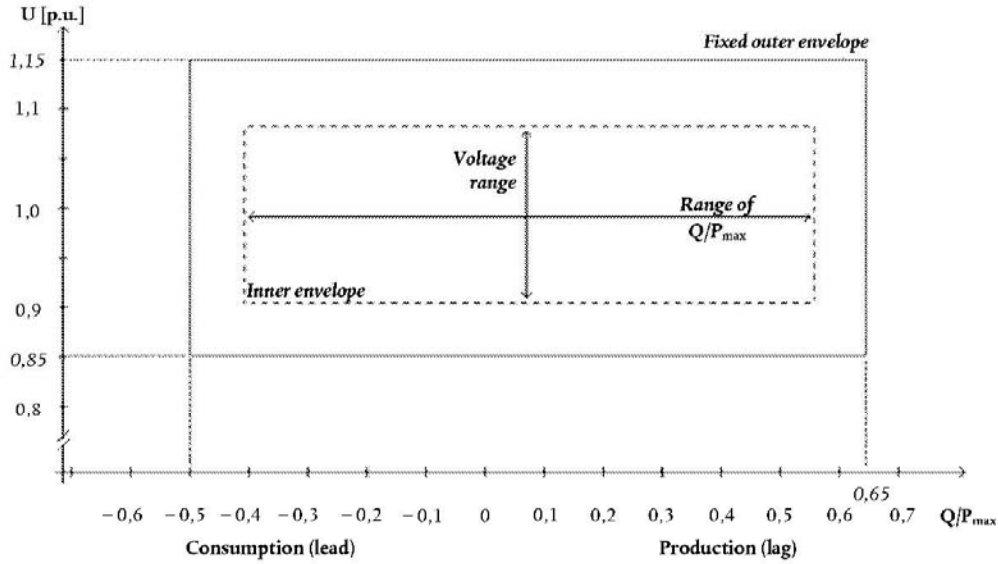
Requirements for U-Q/P_{max}-profile referred to in Article 20

Figure 5: The diagram represents boundaries of a U-Q/P_{max}-profile with U being the voltage at the connection points expressed by the ratio of its actual value to its reference 1 pu value in per unit, and Q/P_{max} the ratio of the reactive power to the maximum HVDC active power transmission capacity. The position, size and shape of the inner envelope are indicative and shapes other than rectangular may be used within the inner envelope. For profile shapes other than rectangular, the voltage range represents the highest and lowest voltage points in this shape. Such a profile would not give rise to the full reactive power range being available across the range of steady-state voltages.

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	0,15
Great Britain	0,95	0,225
Ireland and Northern Ireland	1,08	0,218
Baltic States	1,0	0,220

Table 6: Parameters for the Inner Envelope in the Figure.

Voltage-against-time-profile referred to in Article 25

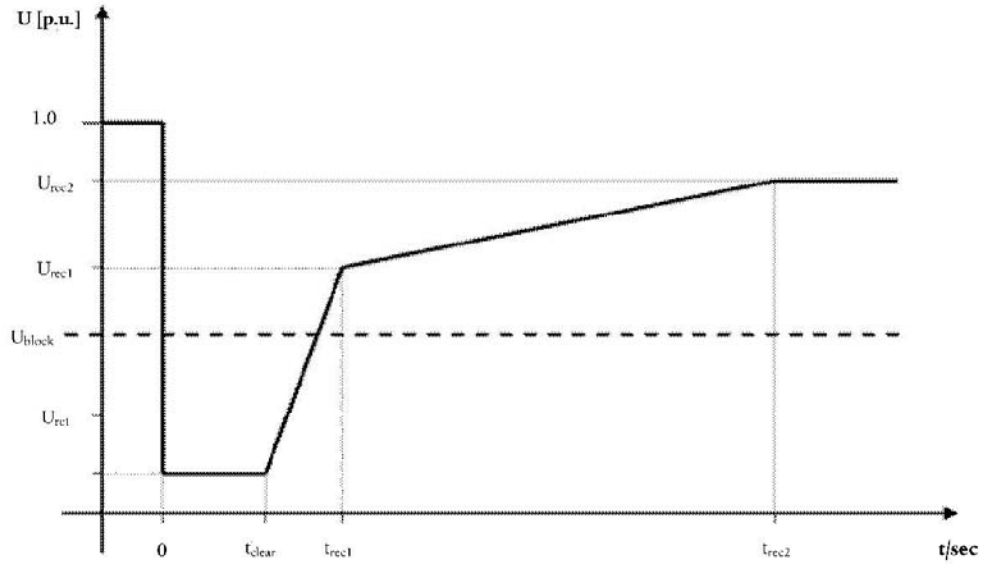


Figure 6: Fault-ride-through profile of an HVDC converter station. The diagram represents the lower limit of a voltage-against-time profile at the connection point, expressed by the ratio of its actual value and its reference 1 pu value in per unit before, during and after a fault. U_{ret} is the retained voltage at the connection point during a fault, t_{clear} is the instant when the fault has been cleared, U_{rec1} and t_{rec1} specify a point of lower limits of voltage recovery following fault clearance. U_{block} is the blocking voltage at the connection point. The time values referred to are measured from t_{fault} .

Voltage parameters [pu]		Time parameters [seconds]	
U_{ret}	0,00-0,30	t_{clear}	0,14-0,25
U_{rec1}	0,25-0,85	t_{rec1}	1,5-2,5
U_{rec2}	0,85-0,90	t_{rec2}	T_{rec1} -10,0

Table 7: Parameters for Figure 6 for the fault-ride-through capability of an HVDC converter station.

ANNEX VI

Frequency ranges and time periods referred to in Article 39(2)(a)

Frequency range	Time period for operation
47,0 Hz-47,5 Hz	20 seconds
47,5 Hz-49,0 Hz	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

Table 8: Minimum time periods for the 50 Hz nominal system for which a PPM shall be capable of operating for different frequencies deviating from a nominal value without disconnecting from the network.

Voltage ranges and time periods referred to in Article 40

Voltage Range	Time period for operation
0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
1,10 pu-1,118 pu	Unlimited, unless specified otherwise by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.
1,118 pu-1,15 pu	To be specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Table 9: Minimum time periods for which a DC-connected power park module shall be capable of operating for different voltages deviating from a reference 1 pu value without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 110 kV to (not including) 300 kV.

Voltage Range	Time period for operation
0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
1,05 pu-1,15 pu	To be specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. Various sub-ranges of voltage withstand capability can be specified.

Table 10: Minimum time periods for which a DC-connected power park module shall be capable of operating for different voltages deviating from a reference 1 pu value without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 300 kV to 400 kV (included).

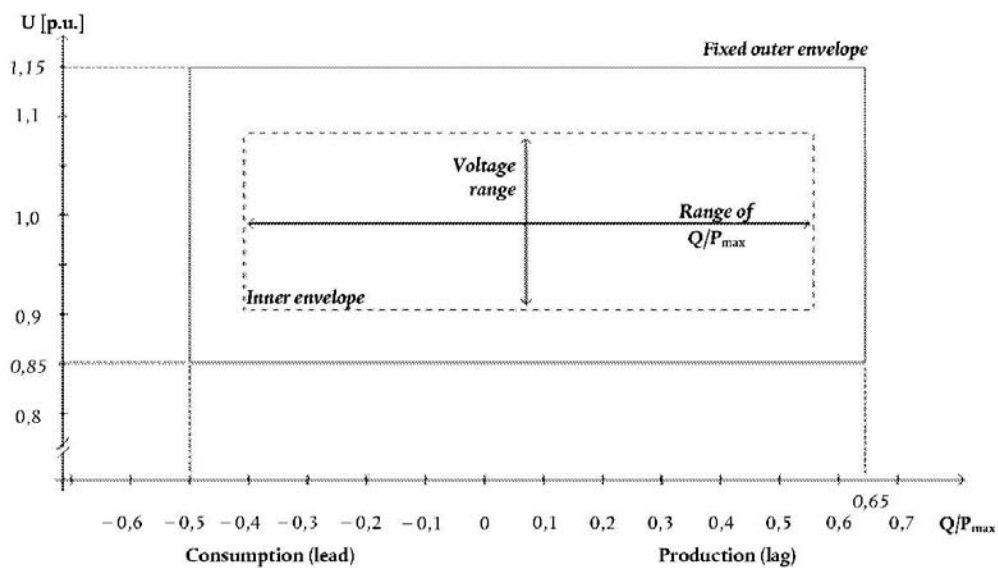


Figure 7: U-Q/Pmax-profile of a DC-connected power park module at the connection point. The diagram represents boundaries of a U-Q/Pmax-profile of the voltage at the connection point[s], expressed by the ratio of its actual value to its reference 1 pu value in per unit, against the ratio of the reactive power (Q) to the maximum capacity (Pmax). The position, size and shape of the inner envelope are indicative and other than rectangular may be used within the inner envelope. For profile shapes other than rectangular, the voltage range represents the highest and lowest voltage points. Such a profile would not give rise to the full reactive power range being available across the range of steady-state voltages.

Range of width of Q/Pmax profile	Range of steady-state Voltage level in pu
0-0,95	0,1-0,225

Table 11: Maximum and minimum range of both Q/Pmax and steady-state voltage for a DC-connected PPM

—

Reactive power and voltage requirements referred to in Article 48

Voltage range	Time period for operation
0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
1,10 pu-1,12 pu	Unlimited, unless specified otherwise by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.
1,12 pu-1,15 pu	To be specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Table 12: Minimum time periods for which a remote-end HVDC converter station shall be capable of operating for different voltages deviating from a reference 1 pu value without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 110 kV to (not including) 300 kV.

Voltage range	Time period for operation
0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
1,05 pu-1,15 pu	To be specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. Various sub-ranges of voltage withstand capability may be specified.

Table 13: Minimum time periods for which a remote-end HVDC converter station shall be capable of operating for different voltages deviating from a reference 1 pu value without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 300 kV to 400 kV (included).

Maximum range of Q/Pmax	Maximum range of steady-state voltage level in PU
0,95	0,225

Table 14: Maximum range of both Q/Pmax and steady-state voltage for a remote-end HVDC converter station.