

II

(Akty o charakterze nieustawodawczym)

ROZPORZĄDZENIA

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/1447

z dnia 26 sierpnia 2016 r.

ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 ⁽¹⁾, w szczególności jego art. 6 ust. 11,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Szybkie ukończenie budowy w pełni funkcjonującego i wzajemnie połączonego wewnętrznego rynku energii ma zasadnicze znaczenie dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii, zwiększenia konkurencyjności oraz zapewnienia wszystkim konsumentom możliwości nabywania energii po przystępnych cenach.
- (2) Rozporządzenie (WE) nr 714/2009 ustanawia niedyskryminacyjne przepisy dotyczące dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej w celu zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W art. 5 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE ⁽²⁾ zobowiązano ponadto państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwa członkowskie tak postanowiły – organy regulacyjne do zapewnienia m.in. opracowania obiektywnych i niedyskryminujących przepisów technicznych ustalających minimalne wymogi dotyczące projektu technicznego i eksploatacji na potrzeby przyłączenia do systemu. Jeśli wymogi stanowią jednocześnie warunki przyłączenia do sieci krajowych, art. 37 ust. 6 tej dyrektywy nakłada na organy regulacyjne odpowiedzialność za ustalenie lub zatwierdzenie przynajmniej metod stosowanych do ich wyliczenia lub ustalania. W celu zapewnienia bezpieczeństwa wzajemnie połączonego systemu przesyłowego niezbędne jest ustalenie jednolitego rozumienia wymogów dotyczących systemów wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC) oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Wspomniane wymogi, które przyczyniają się do zachowania, utrzymywania i przywracania bezpieczeństwa systemu w celu ułatwienia właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej między obszarami synchronicznymi oraz w ich obrębie, a także osiągnięcia efektywności kosztowej, należy postrzegać jako kwestie o charakterze transgranicznym związane z siecią oraz integracją rynku.
- (3) Należy określić zharmonizowane przepisy dotyczące przyłączenia do sieci systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, aby zapewnić jasne ramy prawne dla przyłączeń do sieci, ułatwić obrót energią elektryczną w całej Unii, zapewnić bezpieczeństwo systemu, ułatwić integrację odnawialnych źródeł energii, zwiększyć konkurencję i umożliwić bardziej efektywne wykorzystanie sieci i zasobów z korzyścią dla konsumentów.

⁽¹⁾ Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 15.

⁽²⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 55).

- (4) Bezpieczeństwo systemu zależy w części od technicznych zdolności systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. W związku z tym istotnymi warunkami są regularna koordynacja na poziomie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz odpowiednie działanie urządzeń przyłączonych do tych sieci, które powinny posiadać wystarczającą odporność, aby eliminować zakłócenia oraz pomagać w zapobieganiu poważnym przerwom i ułatwiać przywracanie działania systemu po jego załamaniu.
- (5) Bezpieczne działanie systemu możliwe jest wyłącznie pod warunkiem zapewnienia ścisłej współpracy pomiędzy właścicielami systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego a operatorami systemów. W szczególności funkcjonowanie systemu w odbiegających od normy warunkach eksploatacji zależy od reakcji systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego na odchylenia od referencyjnych wartości napięcia i częstotliwości znamionowej 1 dla jednostek względnych (pu). W kontekście bezpieczeństwa systemu należy – z punktu widzenia projektowania systemu – uznać sieci i systemy HVDC oraz moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego za jedną całość, uwzględniając to, że są one od siebie wzajemnie zależne. W związku z tym dla systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego należy określić odpowiednie wymogi techniczne stanowiące warunek przyłączenia ich do sieci.
- (6) Przy ustalaniu lub zatwierdzaniu taryf przesyłowych lub dystrybucyjnych lub metod taryfikacji, bądź przy zatwierdzaniu warunków przyłączenia i dostępu do sieci krajowych zgodnie z art. 37 ust. 1 i 6 dyrektywy 2009/72/WE oraz z art. 14 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, organy regulacyjne powinny uwzględniać uzasadnione koszty rzeczywiście ponoszone przez operatorów systemów w związku ze stosowaniem niniejszego rozporządzenia.
- (7) Poszczególne synchroniczne systemy elektroenergetyczne w Unii mają różne parametry, które należy wziąć pod uwagę przy ustalaniu wymogów dla systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Właściwe jest zatem uwzględnienie specyfiki regionalnej podczas ustanawiania przepisów dotyczących przyłączenia ich do sieci, zgodnie z wymogami art. 8 ust. 6 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
- (8) Ze względu na konieczność zagwarantowania pewności prawa wymogi niniejszego rozporządzenia powinny mieć zastosowanie do nowych systemów HVDC i nowych modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, ale nie powinny mieć zastosowania do systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego już istniejących lub będących w zaawansowanej fazie planowania, choć jeszcze nieukończonych, chyba że właściwy organ regulacyjny lub państwo członkowskie postanowi inaczej w oparciu o zachodzące zmiany wymogów dotyczących systemu i pełną analizę kosztów i korzyści, lub w przypadku, gdy przeprowadza się poważną modernizację tych obiektów.
- (9) Ze względu na swój transgraniczny wpływ niniejsze rozporządzenie powinno zmierzać do ustanowienia tych samych wymogów w zakresie częstotliwości dla wszystkich poziomów napięcia, co najmniej w obrębie poszczególnych obszarów synchronicznych. Jest to konieczne, ponieważ w ramach obszaru synchronicznego zmiana częstotliwości w jednym państwie członkowskim będzie bezpośrednio wpływać na częstotliwość we wszystkich państwach członkowskich i może powodować uszkodzenie urządzeń.
- (10) W celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu powinna istnieć możliwość, aby systemy HVDC i moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego w każdym z obszarów synchronicznych wzajemnie połączonego systemu pozostawały przyłączone do systemu w określonych zakresach częstotliwości i napięcia.
- (11) Zakresy napięcia powinny być koordynowane między wzajemnie połączonymi systemami, ponieważ mają kluczowe znaczenie dla zabezpieczenia planowania i działania systemu energetycznego w ramach obszaru synchronicznego. Odłączenia spowodowane zakłóceniami napięcia mają wpływ na sąsiednie systemy. Brak określenia zakresów napięcia mógłby doprowadzić do powszechnej niepewności przy planowaniu i podczas pracy systemu, jeśli chodzi o pracę poza normalnymi warunkami eksploatacji.
- (12) Należy wprowadzić odpowiednie i proporcjonalne testy zgodności, tak aby operatorzy systemów mogli zapewnić bezpieczeństwo eksploatacji. Zgodnie z art. 37 ust. 1 lit. b) dyrektywy 2009/72/WE organy regulacyjne są odpowiedzialne za zapewnienie dopełnienia przez operatorów systemów obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia.
- (13) W celu zapewnienia pełnej integracji rynku organy regulacyjne, państwa członkowskie oraz operatorzy systemów powinni zagwarantować możliwie najszersze zharmonizowanie wymogów dotyczących przyłączenia do sieci w procesie opracowywania i zatwierdzania tych wymogów. Przy opracowywaniu wymogów dotyczących przyłączenia należy w szczególności uwzględnić ugruntowane normy techniczne.

- (14) W niniejszym rozporządzeniu należy ustanowić procedurę dotyczącą przyznawania odstępstw od jego przepisów w celu uwzględnienia warunków lokalnych w wyjątkowych sytuacjach, na przykład gdy zastosowanie się do przedmiotowych przepisów mogłoby zagrozić stabilności sieci lokalnej lub gdy bezpieczna eksploatacja systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego może wymagać warunków eksploatacji, które nie są zgodne z rozporządzeniem.
- (15) W przypadku modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego nowe moduły mogą w przyszłości stanowić część zamkniętej sieci morskiej połączonej z więcej niż jednym obszarem synchronicznym. W takim przypadku w celu zachowania bezpieczeństwa systemu i zapewnienia możliwości tworzenia w przyszłości sieci zamkniętych w sposób racjonalny pod względem kosztów, powinny zostać ustanowione pewne wymogi techniczne. Jednakże w przypadku niektórych wymogów, moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego powinny podlegać obowiązkowi posiadania wyposażenia niezbędnego dla bezpieczeństwa systemu dopiero od momentu, kiedy staje się ono konieczne.
- (16) Dlatego też właściciele modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, które są lub będą przyłączone do jednego obszaru synchronicznego połączeniem radialnym, powinni mieć możliwość ubiegania się, w trybie przyspieszonym, o przyznanie odstępstwa od wymogów, których spełnienie będzie potrzebne jedynie wtedy, gdy dane moduły parku energii zostaną przyłączone do sieci zamkniętej, przy czym każdorazowo powinny być brane pod uwagę okoliczności dotyczące danego przypadku. Ich właściciele, na potrzeby swoich decyzji inwestycyjnych, powinni także być jak najwcześniej informowani o tym, czy dane moduły parku energii kwalifikują się do uzyskania odstępstwa.
- (17) Operatorzy systemów powinni mieć możliwość proponowania odstępstw dla określonych kategorii systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, podlegających zatwierdzeniu przez właściwy organ regulacyjny lub inny organ właściwy w danym państwie członkowskim.
- (18) Niniejsze rozporządzenie, które przyjęto na podstawie rozporządzenia (WE) nr 714/2009, uzupełnia wspomniane rozporządzenie i stanowi jego integralną część. Odniesienia do rozporządzenia (WE) nr 714/2009 w innych aktach prawnych należy rozumieć jako odniesienia także do niniejszego rozporządzenia.
- (19) Środki przewidziane w niniejszym rozporządzeniu są zgodne z opinią komitetu, o którym mowa w art. 23 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

TYTUŁ I

PRZEPISY OGÓLNE

Artykuł 1

Przedmiot

Niniejsze rozporządzenie ustanawia kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego (systemów HVDC) i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Pomaga ono zatem wprowadzić uczciwe warunki konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, zapewnić bezpieczeństwo systemu oraz integrację odnawialnych źródeł energii elektrycznej, a także ułatwić obrót energią elektryczną w całej Unii.

Niniejsze rozporządzenie nakłada również obowiązki zapewniające właściwe wykorzystanie zdolności systemów HVDC oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przez operatorów systemów w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób, w celu zapewnienia równych szans podmiotom w całej Unii.

Artykuł 2

Definicje

Do celów niniejszego rozporządzenia zastosowanie mają definicje zawarte w art. 2 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, w art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 ⁽¹⁾, w art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 ⁽²⁾, w art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 ⁽³⁾, w art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 ⁽⁴⁾ oraz w art. 2 dyrektywy 2009/72/WE. Zastosowanie mają ponadto następujące definicje:

- 1) „system HVDC” oznacza system elektroenergetyczny przesyłający energię w formie prądu stałego o wysokim napięciu pomiędzy dwiema lub więcej szynami prądu przemiennego, zawierający co najmniej dwie stacje przekształtnikowe HVDC z liniami lub kablami przesyłowymi prądu stałego pomiędzy stacjami przekształtnikowymi HVDC;
- 2) „moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego” oznacza moduł parku energii przyłączony za pomocą jednego lub więcej przyłączy HVDC do jednego lub więcej systemów HVDC;
- 3) „osadzony system HVDC” oznacza system HVDC przyłączony w ramach obszaru regulacyjnego, który w momencie instalacji nie został zainstalowany na potrzeby przyłączenia modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego ani na potrzeby przyłączenia instalacji odbiorczej;
- 4) „stacja przekształtnikowa HVDC” oznacza część systemu HVDC składającą się z jednej lub kilku jednostek przekształtnikowych HVDC zainstalowanych w tej samej lokalizacji wraz z budynkami, reaktorami, filtrami, urządzeniami mocy biernej, sterowania, monitorowania, zabezpieczeniowymi, pomiarowymi i pomocniczymi;
- 5) „przyłączy HVDC” oznacza punkt, w którym urządzenia HVDC są przyłączone do sieci prądu przemiennego, gdzie mogą zostać wprowadzone specyfikacje techniczne mające wpływ na działanie urządzeń;
- 6) „właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego” oznacza osobę fizyczną lub osobę prawną, do której należy moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego;
- 7) „maksymalna zdolność przesyłowa mocy czynnej HVDC” (P_{\max}) oznacza maksymalną ciągłą moc czynną, którą system HVDC może wymieniać z siecią w każdym punkcie przyłączenia, jak określono w umowie przyłączeniowej lub uzgodniono pomiędzy właściwym operatorem systemu i właścicielem systemu HVDC;
- 8) „minimalna zdolność przesyłowa mocy czynnej HVDC” (P_{\min}) oznacza minimalną ciągłą moc czynną, którą system HVDC może wymieniać z siecią w każdym punkcie przyłączenia, jak określono w umowie przyłączeniowej lub ustalono pomiędzy właściwym operatorem systemu i właścicielem systemu HVDC;
- 9) „maksymalny prąd systemu HVDC” oznacza największy prąd fazowy skojarzony z punktem pracy wewnątrz profilu U-Q/ P_{\max} stacji przekształtnikowej HVDC przy maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC;
- 10) „jednostka przekształtnikowa HVDC” oznacza jednostkę złożoną z jednego lub więcej mostków przekształtnikowych wraz z co najmniej jednym transformatorem przekształtnikowym, reaktorami, urządzeniami sterowania jednostką przekształtnikową, niezbędnymi urządzeniami zabezpieczeniowymi i przełącznikowymi oraz ewentualnymi urządzeniami pomocniczymi używanymi do przekształcania.

Artykuł 3

Zakres stosowania

1. Wymogi niniejszego rozporządzenia mają zastosowanie do:
 - a) systemów HVDC łączących obszary synchroniczne lub obszary regulacyjne, w tym systemów back-to-back;

⁽¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.U. L 197 z 25.7.2015, s. 24).

⁽²⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz.U. L 163 z 15.6.2013, s. 1).

⁽³⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1).

⁽⁴⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz.U. L 223 z 18.8.2016, s. 10).

- b) systemów HVDC łączących moduły parku energii z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, zgodnie z akapitem 2;
- c) osadzonych systemów HVDC w ramach jednego obszaru regulacyjnego, które są przyłączone do sieci przesyłowej; oraz
- d) osadzonych systemów HVDC w ramach jednego obszaru regulacyjnego, które są przyłączone do sieci dystrybucyjnej, jeśli właściwy operator systemu przesyłowego (OSP) wykaże, że wywołują one skutki transgraniczne. Przy dokonywaniu oceny właściwy operator systemu przesyłowego bierze pod uwagę długoterminowy rozwój sieci.

2. Właściwi operatorzy systemów, w porozumieniu z właściwymi OSP, przedstawiają właściwym organom regulacyjnym propozycję stosowania niniejszego rozporządzenia do modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego z pojedynczym punktem przyłączenia do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej niebędącej częścią obszaru synchronicznego, do zatwierdzenia zgodnie z art. 5. Wszystkie inne moduły parku energii, które są przyłączone do zbiorczej sieci prądu przemiennego, ale jednocześnie są przyłączone podłączeniem prądu stałego do obszaru synchronicznego, uważa się za moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego i są one objęte zakresem niniejszego rozporządzenia.

3. Art. 55–59, 69–74 i 84 nie mają zastosowania do systemów HVDC w ramach jednego obszaru regulacyjnego, o których mowa in ust. 1 lit. c) i d), jeśli:

- a) system HVDC posiada co najmniej jedną stację przekształtnikową HVDC należącą do właściwego OSP;
- b) system HVDC jest własnością podmiotu sprawującego kontrolę nad właściwym OSP;
- c) system HVDC jest własnością podmiotu bezpośrednio lub pośrednio kontrolowanego przez podmiot, który jednocześnie kontroluje właściwego OSP.

4. Wymogi dotyczące przyłączania systemów HVDC określone w tytule II mają zastosowanie w punktach przyłączenia tych systemów do sieci prądu przemiennego, z wyjątkiem wymogów określonych w art. 29 ust. 4 i 5 oraz art. 31 ust. 5, które mogą mieć zastosowanie w innych punktach przyłączenia, oraz wymogów określonych w art. 19 ust. 1, które mogą mieć zastosowanie w terminalach stacji przekształtnikowej HVDC.

5. Wymogi dotyczące przyłączania modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego i stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji określone w tytule III mają zastosowanie na przyłączach HVDC tych systemów, z wyjątkiem wymogów określonych w art. 39 ust. 1 lit. a) i art. 47 ust. 2, które mają zastosowanie w punktach przyłączenia na obszarze synchronicznym, dla którego jest zapewniana odpowiedź częstotliwościowa.

6. Właściwy operator systemu odmawia zgody na przyłączenie nowego systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, który nie spełnia wymogów określonych w niniejszym rozporządzeniu i który nie jest objęty odstępstwem przyznanym przez organ regulacyjny lub inny organ właściwy w danym państwie członkowskim, zgodnie z tytułem VII. Właściwy operator systemu powiadamia, w formie pisemnego uzasadnionego oświadczenia, o przedmiotowej odmowie właściciela systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz, o ile organ regulacyjny nie określił inaczej, organ regulacyjny.

7. Niniejsze rozporządzenie nie ma zastosowania do:

- a) systemów HVDC, których punkt przyłączenia jest poniżej 110 kV, chyba że właściwy operator systemu przesyłowego wykaże, iż wywołują one skutki transgraniczne. Przy dokonywaniu oceny właściwy operator systemu przesyłowego bierze pod uwagę długoterminowy rozwój sieci.
- b) systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączonych do systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych bądź do części systemu przesyłowego lub systemów dystrybucyjnych wysp stanowiących część państw członkowskich, których systemy nie pracują synchronicznie z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej, obszarem synchronicznym Wielkiej Brytanii, nordyckim obszarem synchronicznym, obszarem synchronicznym Irlandii i Irlandii Północnej ani bałtyckim obszarem synchronicznym.

Artykuł 4

Zastosowanie do istniejących systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

1. Istniejące systemy HVDC i istniejące moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego nie podlegają wymogom niniejszego rozporządzenia poza wymogami zawartymi w art. 26, 31, 33 i 50, chyba że:

- a) system HVDC lub moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego został zmodyfikowany w takim stopniu, że dotycząca go umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu zgodnie z następującą procedurą:
 - (i) właściciele systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację obiektu lub wymianę urządzeń, co ma wpływ na zdolności techniczne systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu;

- (ii) jeżeli właściwy operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń wymaga zawarcia nowej umowy przyłączeniowej, wówczas powiadamia właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie; oraz
 - (iii) właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi niniejszego rozporządzenia mają zastosowanie; lub
- b) organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie postanawia objąć istniejący system HVDC lub istniejący moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego wszystkimi lub niektórymi wymogami niniejszego rozporządzenia na wniosek właściwego OSP, zgodnie z ust. 3, 4 i 5.

2. Na potrzeby niniejszego rozporządzenia system HVDC lub moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego uznaje się za istniejący, jeżeli:

- a) jest już przyłączony do sieci w dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia; lub
- b) właściciel systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej lub urządzeń HVDC w terminie do dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Właściciel systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego musi powiadomić o zawarciu umowy właściwego operatora systemu i właściwego OSP w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

W powiadomieniu przekazywanym właściwemu operatorowi systemu i właściwemu OSP przez właściciela systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego podaje się co najmniej tytuł umowy, datę jej podpisania i datę wejścia w życie oraz specyfikację podstawowej instalacji wytwórczej lub urządzeń HVDC, które mają zostać zbudowane, zmontowane lub zakupione.

Państwo członkowskie może postanowić, że w określonych okolicznościach organ regulacyjny może ustalić, czy system HVDC lub moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego należy uznać za istniejący czy za nowy.

3. Po przeprowadzeniu konsultacji publicznych zgodnie z art. 8 oraz w celu uwzględnienia istotnych zmian okoliczności faktycznych, takich jak zmiany wymogów systemowych, z uwzględnieniem wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii, inteligentnych sieci, wytwarzania rozproszonego, reagowania na zapotrzebowanie, właściwy OSP może zaproponować danemu organowi regulacyjnemu lub, w stosownych przypadkach, państwu członkowskiemu, rozszerzenie zakresu stosowania niniejszego rozporządzenia na istniejące systemy HVDC lub moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego.

W tym celu przeprowadza się, zgodnie z art. 65 i 66, rzetelną i przejrzystą ilościową analizę kosztów i korzyści. W analizie tej określa się:

- a) koszty zapewnienia zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do istniejących systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego;
- b) korzyści społeczno-ekonomiczne wynikające ze stosowania wymogów określonych w niniejszym rozporządzeniu; oraz
- c) potencjał środków alternatywnych w zakresie osiągnięcia wymaganych osiągnięć.

4. Przed wykonaniem ilościowej analizy kosztów i korzyści, o której mowa w ust. 3, właściwy OSP musi:

- a) przeprowadzić wstępne jakościowe porównanie kosztów i korzyści;
- b) uzyskać zgodę od właściwego organu regulacyjnego lub, w stosownych przypadkach, od państwa członkowskiego.

5. Właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie podejmuje decyzję w sprawie rozszerzenia zakresu stosowania niniejszego rozporządzenia na istniejące systemy HVDC i moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego w terminie sześciu miesięcy od otrzymania sprawozdania i zalecenia właściwego OSP, zgodnie z art. 65 ust. 4. Decyzja organu regulacyjnego lub, w stosownych przypadkach, państwa członkowskiego musi zostać opublikowana.

6. Właściwy OSP uwzględni uzasadnione oczekiwania właścicieli systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego w ramach oceny zastosowania niniejszego rozporządzenia do istniejących systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego.

7. Właściwy OSP może dokonywać oceny stosowania niektórych lub wszystkich przepisów niniejszego rozporządzenia do istniejących systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego co trzy lata zgodnie z kryteriami i procedurą określonymi w ust. 3–5.

Artykuł 5

Aspekty regulacyjne

1. Wymogi ogólnego stosowania, określone przez właściwych operatorów systemu lub OSP zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, podlegają zatwierdzeniu przez podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie i są publikowane. Wyznaczonym podmiotem jest organ regulacyjny, o ile państwo członkowskie nie postanowi inaczej.

2. Państwa członkowskie mogą wprowadzić obowiązek zatwierdzenia przez wyznaczony podmiot szczegółowych wymogów dotyczących konkretnych lokalizacji, które to wymogi są określone przez właściwych operatorów systemu lub OSP na podstawie przepisów niniejszego rozporządzenia.

3. Stosując niniejsze rozporządzenie, państwa członkowskie, właściwe podmioty oraz operatorzy systemów:

a) stosują zasady proporcjonalności i niedyskryminacji;

b) zapewniają przejrzystość;

c) stosują zasadę równowagi pomiędzy najwyższą całkowitą sprawnością i najniższymi kosztami ogólnymi dla wszystkich zainteresowanych stron;

d) respektują powierzoną właściwemu OSP odpowiedzialność za zapewnienie bezpieczeństwa systemu, z uwzględnieniem wymogów prawa krajowego;

e) konsultują się z właściwymi OSD i uwzględniają potencjalne skutki dla ich systemów;

f) uwzględniają uzgodnione normy europejskie i specyfikacje techniczne.

4. W terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia właściwy operator systemu lub OSP przedstawia do zatwierdzenia przez właściwy podmiot propozycję wymogów ogólnego stosowania lub metod stosowanych do obliczania lub ustanawiania takich wymogów.

5. W przypadku, gdy w niniejszym rozporządzeniu zobowiązano właściwego operatora systemu, właściwego OSP, właściciela systemu HVDC, właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego lub operatora systemu dystrybucyjnego do osiągnięcia porozumienia, muszą oni dokładać starań, aby spełnić ten obowiązek w terminie sześciu miesięcy od przedłożenia przez jedną ze stron pierwszej propozycji pozostałym stronom. Jeżeli w powyższym terminie nie osiągnięto porozumienia, każda strona może zwrócić się do właściwego organu regulacyjnego z wnioskiem o wydanie decyzji w terminie sześciu miesięcy.

6. Właściwe podmioty podejmują decyzje w sprawie propozycji wymogów lub metod w terminie sześciu miesięcy od otrzymania takich propozycji.

7. Jeżeli właściwy operator systemu lub OSP uzna za konieczną zmianę wymogów lub metod przewidzianych i zatwierdzonych na podstawie ust. 1 i 2, do proponowanej zmiany mają zastosowanie wymogi przewidziane w ust. 3–8. Operatorzy systemów i OSP proponujący zmianę muszą uwzględnić uzasadnione oczekiwania, jeżeli takie występują, ze strony właścicieli systemów HVDC, właścicieli modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, producentów urządzeń oraz innych zainteresowanych stron w oparciu o pierwotnie określone i uzgodnione wymogi lub metody.

8. Każda strona wnosząca skargę przeciwko właściwemu operatorowi systemu lub OSP, dotyczącą obowiązków danego właściwego operatora systemu lub OSP wynikających z niniejszego rozporządzenia, może skierować taką skargę do organu regulacyjnego, który, działając jako organ rozjemczy, wydaje decyzję w terminie dwóch miesięcy od otrzymania skargi. Termin ten może zostać przedłużony o dwa miesiące, jeżeli organ regulacyjny zwraca się o przekazanie dodatkowych informacji. Przedłużony termin można dodatkowo przedłużyć za zgodą strony wnoszącej skargę. Decyzja organu regulacyjnego jest wiążąca, o ile i dopóki nie zostanie uchylona w drodze odwołania.

9. Jeśli zgodnie z niniejszym rozporządzeniem wymogi określa właściwy operator systemu niebędący OSP, państwo członkowskie może postanowić, że zamiast niego za określenie stosownych wymogów odpowiada OSP.

Artykuł 6

Większa liczba OSP

1. W przypadku gdy w danym państwie członkowskim występuje więcej niż jeden OSP, niniejsze rozporządzenie ma zastosowanie do wszystkich przedmiotowych OSP.
2. Państwa członkowskie mogą w ramach krajowego systemu regulacyjnego określić, że odpowiedzialność OSP za wykonanie jednego obowiązku, kilku obowiązków lub wszystkich obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia zostaje powierzona jednemu konkretnemu OSP lub ich większej liczbie.

Artykuł 7

Zwrot kosztów

1. Koszty ponoszone przez operatorów systemów podlegających regulacji taryf sieciowych, wynikające z obowiązków ustanowionych w niniejszym rozporządzeniu, są oceniane przez właściwe organy regulacyjne. Koszty ocenione jako uzasadnione, efektywne i proporcjonalne są zwracane za pośrednictwem taryf sieciowych lub innych odpowiednich mechanizmów.
2. Na wniosek właściwych organów regulacyjnych operatorzy systemów, o których mowa w ust. 1, w terminie trzech miesięcy od daty otrzymania wniosku udostępniają informacje niezbędne w celu ułatwienia oceny poniesionych kosztów.

Artykuł 8

Konsultacje publiczne

1. Właściwi operatorzy systemów i właściwi OSP przeprowadzają konsultacje z zainteresowanymi stronami, w tym z właściwymi organami każdego z państw członkowskich, dotyczące propozycji w sprawie rozszerzenia zakresu stosowania niniejszego rozporządzenia na istniejące systemy HVDC i istniejące moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego, zgodnie z art. 4 ust. 3, oraz w sprawie sprawozdania sporządzanego zgodnie z art. 65 ust. 3 i analizy kosztów i korzyści przeprowadzanej zgodnie z art. 80 ust. 2. Minimalny okres trwania konsultacji wynosi jeden miesiąc.
2. Przed przedłożeniem projektu propozycji, sprawozdania lub analizy kosztów i korzyści do zatwierdzenia przez organ regulacyjny bądź, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie, właściwi operatorzy systemów lub właściwi OSP uwzględniają w należyty sposób opinie zainteresowanych stron wynikające z konsultacji. We wszystkich przypadkach, jednocześnie z publikacją propozycji lub przed nią, sporządza się i publikuje w sposób terminowy należyte uzasadnienie uwzględnienia lub nieuwzględnienia uwag zainteresowanych stron.

Artykuł 9

Zaangażowanie zainteresowanych stron

Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki („Agencja”), w ścisłej współpracy z europejską siecią operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej („ENTSO energii elektrycznej”), umożliwi zaangażowanie zainteresowanych stron w zakresie wymogów dotyczących przyłączenia do sieci systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz innych aspektów wdrażania niniejszego rozporządzenia. Powyższe obejmuje regularne spotkania z zainteresowanymi stronami w celu zidentyfikowania problemów i zaproponowania rozwiązań, w szczególności w odniesieniu do wymogów dotyczących przyłączenia do sieci systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego.

Artykuł 10

Obowiązki w zakresie poufności

1. Wszelkie poufne informacje otrzymywane, wymieniane lub przekazywane na podstawie niniejszego rozporządzenia podlegają warunkom tajemnicy zawodowej ustanowionym w ust. 2, 3 i 4.
2. Obowiązek zachowania tajemnicy zawodowej ma zastosowanie do wszystkich osób, organów regulacyjnych lub podmiotów podlegających przepisom niniejszego rozporządzenia.
3. Informacje poufne uzyskane przez osoby, organy regulacyjne lub podmioty, o których mowa w ust. 2, w trakcie wykonywania ich obowiązków nie mogą zostać ujawnione żadnym innym osobom ani organom, bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym, innymi przepisami niniejszego rozporządzenia bądź innymi mającymi zastosowanie przepisami prawa unijnego.
4. Bez uszczerbku dla przypadków objętych prawem krajowym lub unijnym organy regulacyjne, podmioty lub osoby, które otrzymują informacje poufne na podstawie niniejszego rozporządzenia, mogą wykorzystać je wyłącznie w celu wykonywania swoich obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia.

TYTUŁ II

WYMOGI OGÓLNE DOTYCZĄCE PODŁĄCZEŃ HVDC

ROZDZIAŁ 1

Wymogi dotyczące regulacji mocy czynnej i wsparcia częstotliwości

Artykuł 11

Zakresy częstotliwości

1. System HVDC musi posiadać zdolność do zachowania połączenia z siecią i pozostania w pracy przy zakresach częstotliwości i w okresach określonych w tabeli 1 w załączniku I, przy zakresie mocy zwarciowej określonym w art. 32 ust. 2.
2. Właściwy OSP i właściciel systemu HVDC mogą uzgodnić szersze zakresy częstotliwości lub dłuższe minimalne okresy pracy, jeśli jest to konieczne w celu zachowania lub przywrócenia bezpieczeństwa systemu. Jeżeli szersze zakresy napięcia lub dłuższe minimalne czasy pracy są możliwe pod względem ekonomicznym i technicznym, właściciel systemu HVDC nie może bez uzasadnienia odmówić zgody.
3. Nie naruszając przepisów ust. 1, system HVDC musi posiadać zdolność do automatycznego odłączenia przy częstotliwościach określonych przez właściwego OSP.

4. Właściwy OSP może określić maksymalny dopuszczalny spadek generowanej mocy czynnej w stosunku do punktu pracy, jeśli częstotliwość systemu spadnie poniżej 49 Hz.

Artykuł 12

Zdolność wytrzymania prędkości zmiany częstotliwości

System HVDC musi posiadać zdolność zachowania połączenia z siecią i pozostania w pracy, jeśli częstotliwość sieci zmienia się z prędkością od $- 2,5$ do $+ 2,5$ Hz/s (mierzoną w dowolnym momencie jako średnia prędkość zmiany częstotliwości w poprzedzającej sekundzie).

Artykuł 13

Możliwość regulacji mocy czynnej, zakres regulacji i prędkość narastania

1. Jeśli chodzi o zdolność do regulacji przesyłanej mocy czynnej:
- a) system HVDC musi posiadać zdolność dostosowania przesyłanej mocy czynnej do poziomu maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC w każdym kierunku w następstwie polecenia wydanego przez właściwego OSP.

Właściwy OSP:

- (i) może określić maksymalną i minimalną wielkość skoku do celów regulowania przesyłanej mocy czynnej;
- (ii) może określić minimalną zdolność przesyłową mocy czynnej HVDC w każdym kierunku, poniżej której zdolność przesyłowa mocy czynnej nie jest wymagana; oraz
- (iii) określa maksymalną zwłokę, z jaką system HVDC może dostosowywać przesyłaną moc czynną po otrzymaniu wniosku od właściwego OSP;
- b) właściwy OSP określa zdolność do modyfikowania wielkości przesyłanej mocy czynnej w przypadku zakłóceń w jednej lub większej liczbie sieci prądu przemiennego, jaką musi posiadać przyłączony do niej (do nich) system HVDC. Jeśli zwłoka początkowa poprzedzająca rozpoczęcie zmiany jest dłuższa niż 10 milisekund od otrzymania sygnału wyzwającego wysłanego przez właściwego OSP, właściciel systemu HVDC przedstawia właściwemu OSP racjonalne uzasadnienie tej zwłoki;
- c) właściwy OSP może ustalić, że system HVDC ma być zdolny do szybkiego odwracania mocy czynnej. Odwrócenie mocy musi być możliwe z maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej w jednym kierunku do maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej w drugim kierunku w najkrótszym technicznie możliwym czasie, który musi zostać racjonalnie uzasadniony przez właściciela systemu HVDC wobec właściwego OSP, jeśli jest dłuższy niż 2 sekundy;
- d) systemy HVDC łączące różne obszary regulacyjne lub obszary synchroniczne muszą być wyposażone w funkcje regulacyjne umożliwiające właściwemu OSP modyfikowanie przesyłanej mocy czynnej do celów bilansowania transgranicznego.

2. System HVDC musi w ramach swoich zdolności technicznych posiadać zdolność dostosowania prędkości narastania wahań mocy czynnej zgodnie z poleceniami wysłanymi przez właściwych OSP. W przypadku modyfikacji mocy czynnej zgodnie z ust. 1 lit. b) i c) nie dokonuje się regulacji prędkości narastania.

3. Jeśli tak ustali właściwy OSP w porozumieniu z sąsiednimi OSP, funkcje regulacyjne systemu HVDC muszą umożliwiać podejmowanie automatycznych działań zaradczych, w tym między innymi zatrzymania narastania i zablokowania regulacji w trybach FSM (regulacji pierwotnej), LFSM-O (ograniczonej regulacji pierwotnej – wzrost częstotliwości) i LFSM-U (ograniczonej regulacji pierwotnej – spadek częstotliwości) oraz regulacji częstotliwości. Kryteria wyzwalania i blokowania są określane przez właściwego OSP, który powiadamia o nich organ regulacyjny. Warunki przedmiotowego powiadomienia określa się zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi.

Artykuł 14

Inercja syntetyczna

1. Jeśli tak ustali właściwy OSP, system HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia inercji syntetycznej w odpowiedzi na zmiany częstotliwości, aktywowanej w reżimach niskiej lub wysokiej częstotliwości przez szybkie dostosowanie mocy czynnej wprowadzanej do sieci prądu przemiennego lub pobieranej z niej, w celu ograniczenia prędkości zmian częstotliwości. Przy ustalaniu tego wymogu uwzględnia się przynajmniej wyniki badań podjętych przez OSP w celu stwierdzenia, czy zachodzi potrzeba określenia minimalnej inercji.

2. Właściwy OSP i właściciel systemu HVDC uzgadniają między sobą zasadę rządząca tym układem regulacji i związanymi z nim parametrami eksploatacyjnymi.

Artykuł 15

Wymogi dotyczące trybów FSM, LFSM-O i LFSM-U

Wymogi dotyczące trybów FSM (regulacji pierwotnej), LFSM-O (ograniczonej regulacji pierwotnej – wzrost częstotliwości) i LFSM-U (ograniczonej regulacji pierwotnej – spadek częstotliwości) zostały określone w załączniku II.

Artykuł 16

Regulacja częstotliwości

1. Jeśli tak ustali właściwy OSP, system HVDC musi być wyposażony w niezależny tryb regulacji w celu regulowania generowanej mocy czynnej stacji przekształtnikowej HVDC w zależności od częstotliwości na wszystkich punktach przyłączenia systemu HVDC, w celu utrzymania stabilnych częstotliwości w ramach systemu.

2. Właściwy OSP określa zasadę działania, związane z nią parametry eksploatacyjne i kryteria aktywacji regulacji częstotliwości, o której mowa w ust. 1.

Artykuł 17

Maksymalna utrata mocy czynnej

1. System HVDC musi być skonfigurowany w taki sposób, by utrata mocy czynnej wprowadzanej do obszaru synchronicznego była ograniczona do wartości określonej przez właściwych OSP dla ich odpowiedniego obszaru regulacji częstotliwości obciążenia, na podstawie wpływu systemu HVDC na system energetyczny.

2. Jeśli system HVDC łączy dwa lub więcej obszary regulacji, właściwi OSP konsultują się ze sobą w celu określenia skoordynowanej wartości maksymalnej utraty wprowadzanej mocy czynnej, o której mowa w ust. 1, z uwzględnieniem usterek wywołanych wspólną przyczyną.

ROZDZIAŁ 2

Wymogi dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia

Artykuł 18

Zakresy napięcia

1. Nie naruszając przepisów art. 25, stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do zachowania połączenia z siecią i pozostania w pracy przy maksymalnym prądzie systemu HVDC przy zakresach napięcia sieci w punkcie przyłączenia wyrażonych jako napięcie w punkcie przyłączenia w odniesieniu do napięcia referencyjnego 1 pu i w okresach określonych w tabelach 4 i 5 w załączniku III. Ustalenie napięcia referencyjnego 1 pu podlega koordynacji pomiędzy sąsiadującymi ze sobą właściwymi operatorami systemu.
2. Właściciel systemu HVDC i właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, mogą uzgodnić szersze zakresy napięcia lub dłuższe minimalne okresy pracy niż podano w ust. 1 w celu zapewnienia najlepszego wykorzystania zdolności technicznych systemu HVDC, jeśli jest to potrzebne do zachowania lub przywrócenia bezpieczeństwa systemu. Jeżeli szersze zakresy napięcia lub dłuższe minimalne czasy pracy są możliwe pod względem ekonomicznym i technicznym, właściciel systemu HVDC nie może bez uzasadnienia odmówić zgody na ich wprowadzenie.
3. Stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do automatycznego odłączenia w przypadku wystąpienia na punktach przyłączenia napięć określonych przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Właściwy operator systemu i właściciel systemu HVDC, w porozumieniu z właściwym OSP, uzgadniają warunki i ustawienia dla automatycznego odłączenia.
4. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwymi OSP, określa wymogi mające zastosowanie w punktach przyłączenia, których napięcie referencyjne 1 pu dla prądu przemiennego nie jest objęte zakresem określonym w załączniku III.
5. Niezależnie od przepisów ust. 1 właściwi OSP w bałtyckim obszarze synchronicznym mogą – po konsultacji z właściwymi sąsiednimi OSP – zobowiązać stacje przekształtnikowe HVDC do zachowania połączenia z siecią 400 kV w zakresach napięcia i w okresach mających zastosowanie do obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej.

Artykuł 19

Udział prądu zwarcowego podczas awarii

1. System HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia szybkiego prądu zwarcowego w punkcie przyłączenia w przypadku zwarć symetrycznych (trójfazowych), jeżeli tak ustalili właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP.
2. Jeśli system HVDC podlega wymogowi posiadania zdolności, o której mowa w ust. 1, właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa:
 - a) w jaki sposób i kiedy mają być określone odchylenie napięcia i koniec odchylenia napięcia;
 - b) charakterystykę szybkiego prądu zwarcowego;
 - c) czas i dokładność szybkiego prądu zwarcowego, który może mieć kilka etapów.
3. Właściwy operator systemu może, w porozumieniu z właściwym OSP, określić wymogi dotyczące niesymetrycznego wprowadzenia prądu w przypadku zwarć niesymetrycznych (jedno- lub dwu-fazowych).

Artykuł 20

Zdolność do generacji mocy biernej

1. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa wymogi w zakresie zdolności do generacji mocy biernej w punktach przyłączenia, w funkcji zmian napięcia. Propozycja dotycząca tych wymogów obejmuje profil $U-Q/P_{\max}$, w granicach którego stacja przekształtnikowa HVDC musi mieć zdolność do zapewnienia mocy biernej przy maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC.
2. Profil $U-Q/P_{\max}$, o którym mowa w ust. 1, musi być zgodny z następującymi zasadami:
 - a) profil $U-Q/P_{\max}$ nie może przekraczać obwiedni profilu $U-Q/P_{\max}$, przedstawionej jako wewnętrzna obwiednia na rysunku w załączniku IV, i nie musi być prostokątny;
 - b) wymiary obwiedni $U-Q/P_{\max}$ muszą być zgodne z wartościami określonymi dla każdego obszaru synchronicznego w tabeli w załączniku IV; oraz
 - c) położenie obwiedni profilu $U-Q/P_{\max}$ musi się mieścić w granicach stałej obwiedni zewnętrznej określonej na rysunku przedstawionym w załączniku IV.
3. System HVDC musi posiadać zdolność do przejścia na dowolny punkt pracy w ramach swojego profilu $U-Q/P_{\max}$ zgodnie z harmonogramem określonym przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP.
4. Podczas pracy przy generowanej mocy czynnej poniżej maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC ($P < P_{\max}$) stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do pracy w każdym możliwym punkcie pracy ustalonym przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP i zgodnie ze zdolnością do generacji mocy biernej określoną przez profil $U-Q/P_{\max}$, o którym mowa w ust. 1–3.

Artykuł 21

Moc bierna wymieniana z siecią

1. Właściciel systemu HVDC zapewnia ograniczenie wymiany mocy biernej swojej stacji przekształtnikowej HVDC z siecią w punkcie przyłączenia do wartości określonych przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP.
2. Wahania mocy biernej spowodowane przez działanie stacji przekształtnikowej HVDC w trybie regulacji mocy biernej, o którym mowa w art. 22 ust. 1, nie mogą powodować skoku napięcia przekraczającego dopuszczoną wartość w punkcie przyłączenia. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa maksymalną dopuszczalną wartość skoku napięcia.

Artykuł 22

Tryb regulacji mocy biernej

1. Stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do pracy w jednym lub więcej spośród następujących trzech trybów regulacji określonych przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP:
 - a) tryb regulacji napięcia;
 - b) tryb regulacji mocy biernej;
 - c) tryb regulacji współczynnika mocy.

2. Stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do pracy w dodatkowych trybach regulacji określonych przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP.
3. Na potrzeby trybu kontroli napięcia, każda stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność wspierania regulacji napięcia w punkcie przyłączenia dzięki swoim zdolnościom, przy poszanowaniu przepisów art. 20 i 21, zgodnie z następującą charakterystyką regulacji:
 - a) właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP określa nastawę napięcia w punkcie przyłączenia, obejmującą ustalony przedział pracy, w sposób ciągły albo skokowo;
 - b) regulację napięcia można prowadzić ze strefą nieczułości lub bez strefy nieczułości wokół nastawy, którą to strefę można wybrać z zakresu od zera do ± 5 % napięcia referencyjnego 1 pu dla danej sieci. Strefa nieczułości musi zapewniać możliwość regulowania jej w odstępach określonych przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP;
 - c) w następstwie skokowej zmiany napięcia, stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do:
 - (i) osiągnięcia 90 % zmiany generowanej mocy biernej w czasie t_1 określonym przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Czas t_1 musi mieścić się w przedziale od 0,1 do 10 sekund; oraz
 - (ii) ustalenia się przy wartości wskazanej przez zbocze pracy w czasie t_2 , określonym przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Czas t_2 musi mieścić się w przedziale od 1 do 60 sekund, z określoną tolerancją stanu ustalonego podaną jako % maksymalnej mocy biernej;
 - d) tryb regulacji napięcia obejmuje zdolność do zmiany generowanej mocy biernej za pomocą kombinacji modyfikacji nastawy napięcia i dodatkowej polecanej generacji mocy biernej. Zbocze jest ustalone za pomocą zakresu i skoku podawanych przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP.
4. W odniesieniu do trybu regulacji mocy biernej, właściwy operator systemu określa zakres mocy biernej, wyrażony jako MVA_r lub % maksymalnej mocy biernej, a także jego dokładność w punkcie przyłączenia, z wykorzystaniem zdolności systemu HVDC i z poszanowaniem przepisów art. 20 i 21.
5. Do celów trybu kontroli współczynnika mocy stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do regulowania współczynnika mocy zgodnie z wartością docelową w danym punkcie przyłączenia, z poszanowaniem przepisów art. 20 i 21. Dostępne są nastawy w odstępach nie większych niż maksymalny dopuszczony odstęp określony przez właściwego operatora systemu.
6. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa wszelkie urządzenia, jakie są potrzebne do umożliwienia zdalnego wyboru trybów regulacji i stosownych nastaw.

Artykuł 23

Pierwszeństwo dla wkładu mocy czynnej lub wkładu mocy biernej

Uwzględniając zdolności systemu HVDC, określone zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, właściwy OSP wskazuje, czy pierwszeństwo podczas pracy przy wysokim lub niskim napięciu oraz w trakcie zwarć, przy których jest wymagana zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia, ma wkład mocy czynnej czy wkład mocy biernej. Jeżeli pierwszeństwo otrzymuje wkład mocy czynnej, musi on zostać zapewniony w określonym przez właściwego OSP czasie od powstania zwarcia.

Artykuł 24

Jakość zasilania

Właściciel systemu HVDC gwarantuje, że przyłączenie jego systemu do sieci nie spowoduje zakłócenia ani wahania napięcia zasilania w sieci w punkcie przyłączenia, przekraczającego poziom określony przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Proces przeprowadzania niezbędnych badań oraz przekazywania stosownych danych przez wszystkich zaangażowanych użytkowników sieci, a także ustalenia i wdrażania działań zaradczych, musi odbywać się zgodnie z procedurą przewidzianą w art. 29.

ROZDZIAŁ 3

Wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia

Artykuł 25

Zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia

1. Właściwy OSP wskazuje przebieg napięcia w czasie określony w załączniku V, z poszanowaniem przepisów art. 18 i uwzględniając przebieg napięcia w czasie określony dla modułów parku energii zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/631. Profil ten ma zastosowanie w punktach przyłączenia w sytuacji wystąpienia warunków zakłóceń, w których stacja przekształtnikowa HVDC ma posiadać zdolność do zachowania połączenia z siecią i kontynuacji stabilnej pracy po usunięciu zakłócenia i przywróceniu pracy systemu energetycznego. Przebieg napięcia w czasie wyraża dolną wartość graniczną rzeczywistego przebiegu napięcia międzyfazowego na poziomie napięcia w sieci w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia symetrycznego, jako funkcję czasu przed zwarcie, w trakcie zwarcia i po zwarcie. Każdy czas pozostania w pracy dłuższy niż t_{rec2} jest określany przez właściwego OSP zgodnie z przepisami art. 18.

2. Na wniosek właściciela systemu HVDC właściwy operator systemu zapewnia warunki przedzakłóceńowe i pozakłóceńowe, o których mowa w art. 32, w odniesieniu do:

- a) przedzakłóceńowej minimalnej mocy zwarciowej w każdym punkcie przyłączenia, wyrażonej w MVA;
- b) przedzwarciowego punktu pracy stacji przekształtnikowej HVDC, wyrażonego jako generowana moc czynna i generowana moc bierna w punkcie przyłączenia oraz napięcie w punkcie przyłączenia; oraz
- c) pozakłóceńowej minimalnej mocy zwarciowej w każdym punkcie przyłączenia, wyrażonej w MVA.

Właściwy operator systemu może ewentualnie podać ogólne wartości dla powyższych warunków, uzyskane na podstawie typowych przypadków.

3. Stacja przekształtnikowa HVDC musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią oraz kontynuacji stabilnej pracy, gdy rzeczywisty przebieg napięć międzyfazowych na poziomie napięcia sieci w punkcie przyłączenia w trakcie zakłócenia symetrycznego, przy warunkach przedzakłóceńowych i pozakłóceńowych takich jak określone w art. 32, utrzymuje się powyżej dolnej wartości granicznej określonej na rys. w załączniku V, chyba że system zabezpieczeń przed zvarciami w wewnętrznych urządzeniach elektrycznych wymaga odłączenia stacji przekształtnikowej HVDC od sieci. Systemy i ustawienia zabezpieczeń w zakresie zvarc w wewnętrznych urządzeniach elektrycznych nie mogą stanowić zagrożenia dla działania mechanizmu pozostania w pracy podczas zwarcia.

4. Właściwy OSP może określić napięcia (U_{block}) w punktach przyłączenia w szczególnych warunkach sieciowych, przy których system HVDC może się blokować. Blokowanie oznacza zachowanie połączenia z siecią bez wkładu mocy czynnej i biernej przez najkrótszy technicznie możliwy czas uzgodniony pomiędzy właściwym OSP a właścicielem systemu HVDC.

5. Zgodnie z art. 34 właściciel systemu HVDC ustawia zabezpieczenie podnapięciowe najszerzej, jak pozwalają zdolności techniczne stacji przekształtnikowej HVDC. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, może określić węższe ustawienia zgodnie z art. 34.

6. Właściwy OSP określa zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia w przypadku zvarc asymetrycznych.

Artykuł 26

Pozwarciowe odtworzenie mocy czynnej

Właściwy OSP określa wielkość i profil czasowy odtworzenia mocy czynnej, do zapewnienia których system HVDC musi być zdolny zgodnie z art. 25.

*Artykuł 27***Szybkie przywrócenie działania po zwarcjach w systemie prądu stałego**

Systemy HVDC, w tym linie napowietrzne prądu stałego, muszą posiadać zdolność do szybkiego przywrócenia działania po krótkotrwałych zwarcjach w systemie HVDC. Szczegółowe ustalenia dotyczące takiej zdolności podlegają koordynacji i uzgodnieniom w sprawie systemów i ustawień zabezpieczeń, o których mowa w art. 34.

ROZDZIAŁ 4

Wymogi dotyczące regulacji*Artykuł 28***Podawanie napięcia na stacje przekształtnikowe HVDC i ich synchronizowanie**

O ile właściwy operator systemu nie wskaże inaczej, w trakcie podawania napięcia na stację przekształtnikową HVDC lub synchronizowania jej z siecią prądu przemiennego, lub w trakcie przyłączenia stacji przekształtnikowej HVDC pod napięciem do systemu HVDC, stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do ograniczania wszelkich zmian napięcia do poziomu stanu ustalonego, określonego przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Określony poziom nie może przekraczać 5 procent poziomu napięcia przed synchronizacją. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa maksymalną wielkość, czas trwania i okno pomiarowe stanów nieustalonych napięć.

*Artykuł 29***Interakcje pomiędzy systemami HVDC lub innymi instalacjami i urządzeniami**

1. Jeśli kilka stacji przekształtnikowych HVDC lub innych instalacji bądź urządzeń znajduje się w bliskim sąsiedztwie elektrycznym, właściwy OSP może zdecydować, że niezbędne jest przeprowadzenie badania, a także określić zakres i zasięg tego badania, w celu upewnienia się, czy nie nastąpią żadne niekorzystne interakcje. Jeśli wykazane zostaną niekorzystne interakcje, w badaniu określa się możliwe działania zaradcze, które należy wdrożyć w celu zapewnienia zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia.
2. Badania przeprowadza właściciel przyłączonego systemu HVDC z udziałem wszystkich pozostałych stron wskazanych przez OSP jako strony istotne dla danego punktu przyłączenia. Państwa członkowskie mogą postanowić, że obowiązek przeprowadzania badań zgodnie z niniejszym artykułem spoczywa na OSP. Wszystkie strony muszą zostać poinformowane o wynikach tych badań.
3. Wszystkie strony wskazane przez właściwego OSP jako istotne dla danego punktu przyłączenia, w tym właściwi OSP, wnoszą wkład w przeprowadzenie badań i przekazują wszystkie istotne dane i modele, których dostarczenie jest w uzasadniony sposób wymagane do celów badania. Właściwy OSP gromadzi te wkłady oraz, w stosownych przypadkach, przekazuje je stronie odpowiedzialnej za badania zgodnie z art. 10.
4. Właściwy OSP dokonuje oceny wyników badań, uwzględniając ich zakres i zasięg określone zgodnie z ust. 1. Jeśli jest to niezbędne do przeprowadzenia oceny, właściwy OSP może zwrócić się do właściciela systemu HVDC o przeprowadzenie dalszych badań zgodnie z zakresem i zasięgiem określonymi zgodnie z ust. 1.
5. Właściwy OSP może dokonać weryfikacji niektórych lub wszystkich badań bądź je powtórzyć. Właściciel systemu HVDC dostarcza właściwemu OSP wszystkie istotne dane i modele umożliwiające przeprowadzenie takiego badania.

6. W ramach przyłączania nowej stacji przekształtnikowej HVDC właściciel systemu HVDC podejmuje wszelkie niezbędne działania zaradcze wskazane w badaniach przeprowadzonych zgodnie z ust. 2–5 oraz zweryfikowanych przez właściwego OSP.

7. Właściwy OSP może określić przejściowe poziomy osiągu dopuszczalne w przypadku wydarzeń dotyczących poszczególnych systemów HVDC lub wszystkich systemów HVDC dotkniętych skutkami takich wydarzeń. Takie przejściowe osiągi mogą zostać określone, w sposób spójny z kodeksami krajowymi, w celu ochrony integralności urządzeń OSP i użytkowników sieci.

Artykuł 30

Zdolność tłumienia oscylacji mocy

System HVDC musi posiadać zdolność do wspierania tłumienia oscylacji mocy w przyłączonych sieciach prądu przemiennego. Układ regulacji systemu HVDC nie może ograniczać tłumienia oscylacji mocy. Właściwy OSP określa zakres częstotliwości oscylacji, jakie musi skutecznie tłumić system regulacji, oraz warunki sieciowe, w jakich to następuje, uwzględniając jako minimum wszelkie badania dotyczące oceny dynamicznej stabilności przeprowadzone przez poszczególnych OSP w celu ustalenia limitów stabilności i potencjalnych problemów ze stabilnością w swoich systemach przesyłowych. Właściwy OSP i właściciel systemu HVDC uzgadniają między sobą wybór ustawień parametrów regulacji.

Artykuł 31

Zdolność do tłumienia podsynchronicznych interakcji skrajnych

1. W odniesieniu do regulacji tłumienia podsynchronicznych interakcji skrajnych (SSTI), system HVDC musi posiadać zdolność do wspierania elektrycznego tłumienia częstotliwości skrajnych.

2. Właściwy OSP określa niezbędny zakres badań dotyczących SSTI i w miarę dostępności zapewnia parametry wejściowe, jeśli chodzi o urządzenia i istotne warunki systemowe w swojej sieci. Badania SSTI zapewnia właściciel systemu HVDC. W badaniach określa się ewentualne warunki, w których występuje SSTI, i przedstawia się wszelkie niezbędne procedury zaradcze. Państwa członkowskie mogą postanowić, że obowiązek przeprowadzania badań zgodnie z niniejszym artykułem spoczywa na OSP. Wszystkie strony muszą zostać poinformowane o wynikach tych badań.

3. Wszystkie strony wskazane przez właściwego OSP jako istotne dla danego punktu przyłączenia, w tym właściwi OSP, wnoszą wkład w przeprowadzenie badań i przekazują wszystkie istotne dane i modele, których dostarczenie jest w uzasadniony sposób wymagane do celów badania. Właściwy OSP gromadzi te wkłady oraz, w stosownych przypadkach, przekazuje je stronie odpowiedzialnej za badania zgodnie z art. 10.

4. Właściwy OSP dokonuje oceny wyników badań SSTI. Jeśli jest to niezbędne dla dokonania takiej oceny, właściwy OSP może zwrócić się do właściciela systemu HVDC o przeprowadzenie dodatkowych badań SSTI o tym samym zakresie i zasięgu.

5. Właściwy OSP może dokonać weryfikacji badania lub je powtórzyć. Właściciel systemu HVDC dostarcza właściwemu OSP wszystkie istotne dane i modele umożliwiające przeprowadzenie takiego badania.

6. W ramach przyłączania nowej stacji przekształtnikowej HVDC właściciel systemu HVDC podejmuje wszelkie niezbędne działania zaradcze wskazane w badaniach przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 i 4 oraz zweryfikowanych przez właściwych OSP.

*Artykuł 32***Charakterystyka sieci**

1. Właściwy operator systemu określa i podaje do publicznej wiadomości metodę oraz warunki przedzakłóceniami i pozakłóceniami do celów wyliczenia przynajmniej minimalnej i maksymalnej mocy zwarciowej w punktach przyłączenia.
2. System HVDC musi posiadać zdolność do pracy w przedziale mocy zwarciowej i przy charakterystyce sieci określonych przez właściwego operatora systemu.
3. Każdy właściwy operator systemu dostarcza właścicielowi systemu HVDC wartości równoważne sieci, opisujące zachowanie sieci w punkcie przyłączenia, umożliwiając właścicielom systemów HVDC zaprojektowanie swoich systemów przynajmniej w zakresie wyższych harmonicznych i stabilności dynamicznej w cyklu użytkowania systemu HVDC.

*Artykuł 33***Odporność systemu HVDC**

1. System HVDC musi posiadać zdolność do odnajdywania stabilnych punktów pracy przy minimalnej zmianie przepływu mocy czynnej i poziomu napięcia, w trakcie wszelkich zaplanowanych i niezaplanowanych zmian w systemie HVDC lub sieci prądu przemiennego, do której jest podłączony, oraz po ich wystąpieniu. Właściwy OSP określa zmiany warunków systemowych, przy jakich system HVDC musi działać w stabilny sposób.
2. Właściciel systemu HVDC zapewnia, by przełączenie lub odłączenie stacji przekształtnikowej HVDC będącej częścią jakiegokolwiek wieloterminalowego lub osadzonego systemu HVDC nie powodowało stanów nieustalonych napięć w punkcie przyłączenia, wykraczających poza limit określony przez właściwego OSP.
3. System HVDC musi wytrzymywać krótkotrwałe zwarcia na liniach HVAC w sąsiadującej sieci lub w pobliżu systemu HVDC i nie może powodować odłączenia od sieci żadnych urządzeń w systemie HVDC w wyniku samoczynnego ponownego zamykania na liniach sieci.
4. Właściciel systemu HVDC dostarcza właściwemu operatorowi systemu informacje na temat odporności systemu HVDC na zakłócenia w systemie prądu przemiennego.

ROZDZIAŁ 5

Wymogi dotyczące urządzeń zabezpieczeniowych i ustawień zabezpieczeń*Artykuł 34***Systemy i ustawienia zabezpieczeń elektrycznych**

1. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa systemy i ustawienia konieczne do zabezpieczenia sieci, z uwzględnieniem charakterystyki systemu HVDC. Systemy zabezpieczeń odnoszące się do systemu HVDC i do sieci oraz ustawienia odnoszące się do systemu HVDC muszą być skoordynowane i uzgodnione między właściwym operatorem systemu, właściwym OSP i właścicielem systemu HVDC. Systemy i ustawienia zabezpieczeń dotyczące zwarć w wewnętrznych urządzeniach elektrycznych projektuje się tak, aby nie zagrażały funkcjonowaniu systemu HVDC w sposób zgodny z niniejszym rozporządzeniem.
2. Zabezpieczenia elektryczne systemu HVDC mają pierwszeństwo w stosunku do poleceń ruchowych ze względu na bezpieczeństwo systemu, zdrowie i bezpieczeństwo personelu oraz społeczeństwa oraz łagodzenie skutków uszkodzeń systemu HVDC.

3. Wszelkie zmiany systemów zabezpieczeń lub ich ustawień odnoszących się do systemu HVDC lub sieci muszą być uzgodnione między właściwym operatorem systemu, właściwym OSP i właścicielem systemu HVDC, zanim zostaną wdrożone przez właściciela systemu HVDC.

Artykuł 35

Kolejność pierwszeństwa zabezpieczeń i regulacji

1. System regulacji, określony przez właściciela systemu HVDC i składający się z różnych trybów regulacji, w tym także ustawienia poszczególnych parametrów, muszą być skoordynowane i uzgodnione między właściwym operatorem systemu, właściwym OSP i właścicielem systemu HVDC.

2. Jeśli chodzi o kolejność pierwszeństwa zabezpieczeń i regulacji, właściciel systemu HVDC organizuje swoje urządzenia zabezpieczeniowe i regulacyjne zgodnie z następującą kolejnością pierwszeństwa, podaną w malejącej kolejności ważności, o ile właściwi OSP nie ustalą inaczej w porozumieniu z właściwym operatorem systemu:

- a) zabezpieczenie systemu sieci i systemu HVDC;
- b) regulacja mocy czynnej do celów pomocy w nadzwyczajnych sytuacjach;
- c) inercja syntetyczna, w stosownych przypadkach;
- d) automatyczne działania zaradcze określone w art. 13 ust. 3;
- e) LFSM;
- f) FSM i regulacja częstotliwości; oraz
- g) ograniczenia gradientu mocy.

Artykuł 36

Zmiany systemów i ustawień zabezpieczeń i regulacji

1. Musi istnieć możliwość zmiany parametrów różnych trybów regulacji i ustawień zabezpieczeń systemu HVDC w stacji przekształtnikowej HVDC, jeśli wymaga tego właściwy operator systemu lub właściwy OSP, i zgodnie z przepisami ust. 3.

2. Wszelkie zmiany systemów lub ustawień parametrów poszczególnych trybów regulacji i zabezpieczeń systemu HVDC, w tym zmiany procedur, muszą być skoordynowane i uzgodnione między właściwym operatorem systemu, właściwym OSP i właścicielem systemu HVDC.

3. Musi być zapewniona możliwość zdalnej zmiany trybów regulacji i związanych z nimi nastaw systemu HVDC, jak określił właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP.

ROZDZIAŁ 6

Wymogi dotyczące odbudowy systemu energetycznego

Artykuł 37

Rozruch autonomiczny

1. Właściwy OSP może otrzymać od właściciela systemu HVDC ofertę dotyczącą rozruchu autonomicznego.

2. System HVDC posiadający zdolność do rozruchu autonomicznego musi być w stanie, w przypadku podania napięcia na jedną stację przekształtnikową, podać napięcie na szynę podstacji prądu przemiennego, do której jest przyłączona inna stacja przekształtnikowa, w określonym przez właściwych OSP czasie po wyłączeniu systemu HVDC. System HVDC musi posiadać zdolność do synchronizacji w ramach limitu częstotliwości określonego w art. 11 i w ramach zakresów napięcia określonych przez właściwego OSP, lub zgodnie z przepisami art. 18 tam, gdzie mają one zastosowanie. Właściwy OSP może określić szersze zakresy częstotliwości i napięcia, jeśli jest to potrzebne do przywrócenia bezpieczeństwa systemu.
3. Właściwy OSP i właściciel systemu HVDC uzgadniają wydajność i dostępność rozruchu autonomicznego oraz stosowną procedurę eksploatacyjną.

TYTUŁ III

WYMOGI DOTYCZĄCE MODUŁÓW PARKU ENERGII Z PODŁĄCZENIEM PRĄDU STAŁEGO ORAZ STACJI PRZEKSZTAŁTNIKOWYCH HVDC W ODDALONEJ LOKALIZACJI

ROZDZIAŁ 1

Wymogi dotyczące modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

Artykuł 38

Zakres

Wymogi mające zastosowanie do morskich modułów parku energii zgodnie z art. 13–22 rozporządzenia (UE) 2016/631 mają zastosowanie do modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, z zastrzeżeniem szczególnych wymogów przewidzianych w art. 41–45 niniejszego rozporządzenia. Przedmiotowe wymogi mają zastosowanie w przyłączach HVDC modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego i systemów HVDC. Podział na kategorie przewidziany w art. 5 rozporządzenia (UE) 2016/631 ma zastosowanie do modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego.

Artykuł 39

Wymogi w zakresie stabilności częstotliwościowej

1. W odniesieniu do odpowiedzi częstotliwościowej:
 - a) moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi mieć zdolność do odbierania szybkiego sygnału z punktu przyłączenia w obszarze synchronicznym, do którego dostarczana jest odpowiedź częstotliwościowa, oraz musi mieć zdolność do przetworzenia tego sygnału w czasie 0,1 sekundy upływającym od wysłania sygnału do zakończenia jego przetwarzania w celu uruchomienia odpowiedzi. Częstotliwość jest mierzona w punkcie przyłączenia w obszarze synchronicznym, do którego dostarczana jest odpowiedź częstotliwościowa;
 - b) moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączone poprzez systemy HVDC, które łączą się z więcej niż jednym obszarem regulacyjnym, muszą mieć zdolność do realizacji skoordynowanej regulacji częstotliwości, jak określił właściwy OSP.
2. W odniesieniu do zakresów częstotliwości i odpowiedzi częstotliwościowej:
 - a) moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji oraz pracy w zakresach częstotliwości i okresach określonych w załączniku VI dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz. Jeżeli na podstawie uzgodnienia z właściwym OSP stosowana jest częstotliwość znamionowa inna niż 50 Hz lub sieć jest zaprojektowana do pracy z częstotliwością zmienną, mające zastosowanie zakresy częstotliwości i okresy są ustalane przez właściwego OSP z uwzględnieniem specyfiki systemu i wymogów określonych w załączniku VI;

- b) szersze zakresy częstotliwości lub dłuższe minimalne czasy pracy mogą zostać uzgodnione między właściwym OSP a właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w celu zapewnienia jak najlepszego wykorzystania zdolności technicznych modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, jeżeli jest to potrzebne do zachowania lub przywrócenia bezpieczeństwa systemu. Jeżeli szersze zakresy częstotliwości lub dłuższe minimalne czasy pracy są możliwe pod względem ekonomicznym i technicznym, właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego nie może bez uzasadnienia odmówić zgody;
- c) przy poszanowaniu przepisów ust. 2 lit. a), moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi mieć zdolność do automatycznego odłączenia przy określonych częstotliwościach, jeżeli zostały one określone przez właściwego OSP. Warunki i ustawienia dla automatycznego odłączenia muszą zostać uzgodnione między właściwym OSP a właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego.
3. W odniesieniu do zdolności wytrzymania prędkości zmiany częstotliwości moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji oraz pracy w przypadku, gdy prędkość zmiany częstotliwości systemu wynosi do ± 2 Hz/s (mierzone w dowolnym momencie jako średnia prędkość zmiany częstotliwości dla poprzedniej 1 sekundy) w przyłączy HVDC modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz.
4. Moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego muszą posiadać zdolność do pracy w trybie LFSM-O zgodnie z art. 13 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/631, z zastrzeżeniem szybkiej odpowiedzi sygnałowej, jak określono w ust. 1 dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz.
5. Zdolność modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego do utrzymania stałej mocy określa się zgodnie z art. 13 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2016/631 dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz.
6. Zdolność modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego w zakresie możliwości regulacji mocy czynnej określa się zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. a) rozporządzenia (UE) 2016/631 dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz. Ręczna regulacja musi być możliwa w przypadku, gdy urządzenia zdalnej automatycznej regulacji są wyłączone z eksploatacji.
7. Zdolność modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w zakresie trybu LFSM-U określa się zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. c) rozporządzenia (UE) 2016/631, z zastrzeżeniem szybkiej odpowiedzi sygnałowej, jak określono w ust. 1 dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz.
8. Zdolność modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w zakresie trybu FSM określa się zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631, z zastrzeżeniem szybkiej odpowiedzi sygnałowej, jak określono w ust. 1 dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz.
9. Zdolność modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w zakresie odbudowy częstotliwości określa się zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. e) rozporządzenia (UE) 2016/631 dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz.
10. Jeżeli na podstawie uzgodnienia z właściwym OSP stosuje się stałą częstotliwość znamionową inną niż 50 Hz, częstotliwość zmienną lub napięcie systemu prądu stałego, zdolności wymienione w ust. 3–9 oraz parametry związane z tego rodzaju zdolnościami są określane przez właściwego OSP.

Artykuł 40

Wymogi dotyczące mocy biernej i napięcia

1. W odniesieniu do zakresów częstotliwości:
- a) moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji oraz pracy w zakresach napięcia (pu), w okresach określonych w tabelach 9 i 10 w załączniku VII. Mający zastosowanie zakres napięcia oraz określone okresy wybiera się na podstawie napięcia referencyjnego 1 pu;
- b) szersze zakresy napięcia lub dłuższe minimalne czasy pracy mogą zostać uzgodnione między właściwym operatorem systemu, właściwym OSP i właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w celu zapewnienia jak najlepszego wykorzystania zdolności technicznych modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, jeżeli jest to potrzebne do zachowania lub przywrócenia bezpieczeństwa systemu. Jeżeli szersze zakresy napięcia lub dłuższe minimalne czasy pracy są możliwe pod względem ekonomicznym i technicznym, właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego nie może bez uzasadnienia odmówić zgody;

- c) w przypadku modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, które mają przyłączy HVDC do sieci stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji, właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, może określić napięcia w przyłączy HVDC, przy których moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi mieć zdolność do automatycznego odłączenia. Warunki i ustawienia dla automatycznego odłączenia muszą zostać uzgodnione między właściwym operatorem systemu, właściwym OSP i właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego;
- d) w przypadku przyłączy HVDC o napięciach prądu przemiennego, które nie są objęte zakresem załącznika VII, wymogi mające zastosowanie do punktów przyłączenia określa właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP;
- e) jeżeli na podstawie uzgodnienia z właściwym OSP stosuje się częstotliwości inne niż częstotliwość znamionowa 50 Hz, zakresy napięcia i okresy określone przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP muszą być proporcjonalne do wartości w tabelach 9 i 10 w załączniku VII.

2. W odniesieniu do zdolności modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego do generacji mocy biernej:

- a) jeżeli właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego może uzyskać dwustronne porozumienie z właścicielami systemów HVDC przyłączających moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego do pojedynczego punktu przyłączenia w sieci prądu przemiennego, musi spełnić wszystkie następujące wymogi:

- (i) musi być w stanie, łącznie z dodatkową instalacją lub sprzętem, lub oprogramowaniem, osiągnąć zdolności do generacji mocy biernej przewidziane przez właściwego operatora systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, zgodnie z lit. b), oraz musi:

- posiadać zdolności do generacji mocy biernej przewidziane zgodnie z lit. b) w odniesieniu do niektórych lub wszystkich swoich urządzeń, które w momencie pierwotnego przyłączenia i oddania do użytku zostały zainstalowane jako część przyłączenia modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do sieci prądu przemiennego, albo

- wykazać właściwemu operatorowi systemu i właściwemu OSP, a następnie uzgodnić z nimi sposób zapewnienia zdolności do generacji mocy biernej, gdy moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego zostanie przyłączony do więcej niż jednego punktu przyłączenia w sieci prądu przemiennego lub gdy do sieci prądu przemiennego w sieci stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączony jest inny moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego albo system HVDC innego właściciela. Przedmiotowe porozumienie musi obejmować umowę zobowiązującą właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego (bądź każdego kolejnego właściciela) do sfinansowania i zainstalowania zdolności do generacji mocy biernej wymaganych na mocy niniejszego artykułu w odniesieniu do jego modułów parku energii w momencie określonym przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, powiadamia właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego o proponowanej dacie zakończenia każdej przewidzianej fazy realizacji, która wymagać będzie zainstalowania pełnej zdolności do generacji mocy biernej dla modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego;

- (ii) przy wyznaczaniu terminu, w jakim mają zostać wykonane prace dotyczące zmiany zdolności do generacji mocy biernej, właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, musi uwzględnić harmonogram realizacji prac służących dopasowaniu zdolności do generacji mocy biernej modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego. Harmonogram realizacji jest przedstawiany przez właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w momencie przyłączenia do sieci prądu przemiennego;

- b) moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego muszą w momencie przyłączenia albo w późniejszym momencie spełniać następujące wymogi dotyczące stabilności napięcia, zgodnie z porozumieniem, o którym mowa w lit. a):

- (i) w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej przy maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC, moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego muszą spełniać wymogi dotyczące zdolności do zapewnienia generacji mocy biernej określone przez właściwego operatora systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, w funkcji zmieniającego się napięcia. Właściwy operator systemu musi określić profil $U-Q/P_{\max}$, który może mieć dowolny kształt, z zachowaniem zakresów zgodnych z tabelą 11 w załączniku VII, w których moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi mieć zdolność do zapewnienia mocy biernej przy maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, uwzględnia długoterminowy rozwój sieci, określając przedmiotowe zakresy, jak również potencjalne koszty dla modułów parku energii dotyczące realizacji zdolności do zapewnienia produkcji mocy biernej przy wysokich napięciach oraz zużycia mocy biernej przy niskich napięciach.

Jeżeli dziesięcioletni plan rozwoju sieci, opracowany zgodnie z art. 8 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, bądź plan krajowy, opracowany i zatwierdzony zgodnie z art. 22 dyrektywy 2009/72/WE, stanowi, że moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego zostanie przyłączony przez sieć prądu przemiennego do obszaru synchronicznego, właściwy OSP może postanowić, że:

- moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi posiadać zdolności przewidziane w art. 25 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2016/631 dla danego obszaru synchronicznego, zainstalowane w momencie pierwotnego przyłączenia i oddania do użytku modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do sieci prądu przemiennego, albo
 - właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego musi wykazać właściwemu operatorowi systemu i właściwemu OSP, a następnie uzgodnić z nimi sposób zapewnienia zdolności do generacji mocy biernej przewidzianej w art. 25 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2016/631 dla danego obszaru synchronicznego w przypadku, gdy moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego zostaje przyłączony przez sieć prądu przemiennego do obszaru synchronicznego;
- (ii) w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej, właściwy operator systemu może określić uzupełniającą moc bierną, która ma zostać zapewniona, jeżeli punkt przyłączenia modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego nie znajduje się na zaciskach wysokiego napięcia transformatora blokowego doprowadzającego do poziomu napięcia punktu przyłączenia, ani na zaciskach prądnicy, w przypadku gdy nie występuje transformator blokowy. Taka uzupełniająca moc bierna musi kompensować wymianę mocy biernej przez linię wysokiego napięcia lub kabel pomiędzy zaciskami wysokiego napięcia transformatora blokowego modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego lub zaciskami jego prądnicy, w przypadku gdy nie występuje transformator blokowy, a punktem przyłączenia i musi zostać zapewniona przez odpowiedzialnego właściciela danej linii lub kabla.
3. W odniesieniu do wyznaczania priorytetów wkładu mocy czynnej lub biernej dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa, czy podczas zwarcia, dla których konieczna jest zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia, pierwszeństwo ma wkład mocy czynnej czy wkład mocy biernej. Jeżeli pierwszeństwo otrzymuje wkład mocy czynnej, to jego zapewnienie musi rozpocząć się w określonym przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP czasie od powstania zwarcia.

Artykuł 41

Wymogi dotyczące regulacji

1. Podczas synchronizacji modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego z siecią prądu przemiennego moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi mieć zdolność do ograniczania wszelkich zmian napięcia do poziomu w stanie ustalonym określonego przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Określony poziom nie może przekraczać 5 procent poziomu napięcia przed synchronizacją. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa maksymalną wielkość, czas trwania i okno pomiarowe stanów nieustalonych napięć.
2. Właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przekazuje sygnały wyjściowe określone przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP.

Artykuł 42

Charakterystyka sieci

W odniesieniu do charakterystyki sieci, poniższe wymogi mają zastosowanie do modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego:

- a) każdy właściwy operator systemu określa i podaje do wiadomości publicznej metodę oraz warunki przedzakłóceniami i pozakłóceniami do celów obliczenia minimalnej i maksymalnej wartości mocy zwarciowej na przyłączy HVDC;
- b) moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi mieć zdolność do stabilnej pracy w zakresie od minimalnej do maksymalnej wartości mocy zwarciowej oraz przy charakterystyce sieci na przyłączy HVDC określonych przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP;
- c) każdy właściwy operator systemu oraz właściciel systemu HVDC przekazuje właścicielowi modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego wartości równoważne reprezentujące system, umożliwiając właścicielom modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego zaprojektowanie swoich systemów w sposób uwzględniający wyższe harmoniczne.

*Artykuł 43***Wymogi dotyczące zabezpieczeń**

1. Systemy i ustawienia zabezpieczeń elektrycznych modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego określa się zgodnie z art. 14 ust. 5 lit. b) rozporządzenia (UE) 2016/631, jeżeli sieć należy do obszaru synchronicznego. Systemy zabezpieczeń muszą być zaprojektowane z uwzględnieniem parametrów systemu, specyfiki sieci, a także aspektów technicznych technologii modułu parku energii, oraz muszą być uzgodnione z właściwym operatorem systemu, w porozumieniu z właściwym OSP.
2. Wykaz priorytetów w zakresie zabezpieczeń i regulacji modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego określa się zgodnie z art. 14 ust. 5 lit. c) rozporządzenia (UE) 2016/631, jeżeli sieć należy do obszaru synchronicznego, oraz uzgadnia się z właściwym operatorem systemu, w porozumieniu z właściwym OSP.

*Artykuł 44***Jakość zasilania**

Właściciele modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego zapewniają, aby ich przyłączenie do sieci nie powodowało zakłócenia ani wahania napięcia zasilania w sieci, w punkcie przyłączenia, przekraczającego poziom określony przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Użytkownicy sieci nie mogą bez uzasadnienia odmówić wniesienia niezbędnego wkładu w odpowiednie badania, co dotyczy między innymi istniejących modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz istniejących systemów HVDC. Proces przeprowadzania niezbędnych badań oraz przekazywania stosownych danych przez wszystkich zaangażowanych użytkowników sieci, a także ustalania i wdrażania działań zaradczych, musi odbywać się zgodnie z procedurą przewidzianą w art. 29.

*Artykuł 45***Ogólne wymogi dotyczące zarządzania systemem, mające zastosowanie do modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego**

Art. 14 ust. 5, art. 15 ust. 6 i art. 16 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2016/631 mają zastosowanie do każdego modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w odniesieniu do wymogów w zakresie ogólnego zarządzania systemem.

ROZDZIAŁ 2

Wymogi dotyczące stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji*Artykuł 46***Zakres**

Wymogi art. 11–39 mają zastosowanie do stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji, z zastrzeżeniem szczególnych wymogów przewidzianych w art. 47–50.

*Artykuł 47***Wymogi w zakresie stabilności częstotliwościowej**

1. Jeżeli na podstawie uzgodnienia z właściwym OSP sieć przyłączająca moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego ma częstotliwość znamionową inną niż 50 Hz lub jest zaprojektowana do pracy z częstotliwością zmienną, art. 11 ma zastosowanie do stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji wraz ze stosownymi zakresami częstotliwości i okresami ustalonymi przez właściwego OSP, z uwzględnieniem specyfiki systemu i wymogów określonych w załączniku I.

2. W odniesieniu do odpowiedzi częstotliwościowej, właściciel stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji oraz właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego uzgadniają warunki techniczne dotyczące szybkiej komunikacji sygnałowej zgodnie z art. 39 ust. 1. W przypadku gdy wymaga tego właściwy OSP, system HVDC musi mieć zdolność do podania częstotliwości sieciowej w punkcie przyłączenia w postaci sygnału. W przypadku systemu HVDC przyłączającego moduł parku energii korekta odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej jest ograniczona zdolnością modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego.

Artykuł 48

Wymogi dotyczące mocy biernej i napięcia

1. W odniesieniu do zakresów częstotliwości:
 - a) stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji oraz pracy w zakresach napięcia (p_u), w okresach określonych w tabelach 12 i 13 w załączniku VIII. Mający zastosowanie zakres napięcia oraz określone okresy wybiera się na podstawie napięcia referencyjnego $1 p_u$;
 - b) szersze zakresy napięcia lub dłuższe minimalne czasy pracy mogą zostać uzgodnione między właściwym operatorem systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, a właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zgodnie z art. 40;
 - c) w przypadku przyłączy HVDC przy napięciach prądu przemiennego, które nie są objęte zakresem tabel 12 i 13 w załączniku VIII, właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa mające zastosowanie wymogi w punktach przyłączenia;
 - d) jeżeli na podstawie uzgodnienia z właściwym OSP stosuje się częstotliwości inne niż częstotliwość znamionowa 50 Hz, zakresy napięcia i okresy określone przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP muszą być proporcjonalne do wartości w załączniku VIII.
2. Stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi spełniać następujące wymogi dotyczące stabilności napięcia, w punktach przyłączenia, w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej:
 - a) właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa wymogi dotyczące zdolności do zapewnienia generacji mocy biernej dla różnych poziomów napięcia. W tym celu właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa profil $U-Q/P_{\max}$ o dowolnym kształcie w granicach, w których stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi mieć zdolność do zapewnienia mocy biernej przy maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC;
 - b) profil $U-Q/P_{\max}$ musi zostać określony przez każdego właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Profil $U-Q/P_{\max}$ musi się mieścić w zakresie Q/P_{\max} i napięcia w stanie ustalonym, określonych w tabeli 14 w załączniku VIII, a obwiednia profilu $U-Q/P_{\max}$ musi się mieścić w granicach stałej obwiedni zewnętrznej określonej w załączniku IV. Określając te zakresy, właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, uwzględni długoterminowy rozwój sieci.

Artykuł 49

Charakterystyka sieci

W odniesieniu do charakterystyki sieci właściciel stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji przekazuje stosowne dane właścicielowi modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zgodnie z art. 42.

Artykuł 50

Jakość zasilania

Właściciele stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji zapewniają, aby ich przyłączenie do sieci nie powodowało zakłóceń ani wahań napięcia zasilania w sieci, w punkcie przyłączenia, przekraczającego poziom przydzielony im przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Użytkownicy sieci nie mogą bez uzasadnienia odmówić wniesienia niezbędnego wkładu w odpowiednie badania, co dotyczy między innymi istniejących modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz istniejących systemów HVDC. Proces przeprowadzania niezbędnych badań oraz przekazywania stosownych danych przez wszystkich użytkowników sieci, a także ustalania i wdrażania działań zaradczych, musi odbywać się zgodnie z procedurą przewidzianą w art. 29.

TYTUŁ IV

WYMIANA INFORMACJI I KOORDYNACJA

Artykuł 51

Eksploatacja systemów HVDC

1. W odniesieniu do oprzyrządowania eksploatacyjnego, każda jednostka przekształtnikowa systemu HVDC musi być wyposażona w automatyczny regulator zdolny do przyjmowania odpowiednich poleceń od właściwego operatora systemu oraz od właściwego OSP. Ten automatyczny regulator musi mieć zdolność do obsługi jednostek przekształtnikowych systemu HVDC w skoordynowany sposób. Właściwy operator systemu określa hierarchię działania automatycznego regulatora jednostki przekształtnikowej HVDC.

2. Automatyczny regulator systemu HVDC, o którym mowa w ust. 1, musi mieć zdolność do wysyłania następujących rodzajów sygnałów do właściwego operatora systemu:

a) sygnałów operacyjnych, przy czym musi przekazywać co najmniej:

- (i) sygnały rozruchu;
- (ii) pomiary napięcia prądu przemiennego i prądu stałego;
- (iii) pomiary prądu przemiennego i prądu stałego;
- (iv) pomiary mocy czynnej i mocy biernej po stronie sieci prądu przemiennego;
- (v) pomiary mocy prądu stałego;
- (vi) działanie na poziomie jednostki przekształtnikowej HVDC w przekształtniku HVDC typu wielobiegunowego;
- (vii) stan elementów i topologii; oraz
- (viii) zakresy mocy czynnej w trybach FSM, LFSM-O i LFSM-U;

b) sygnałów alarmowych, przy czym musi przekazywać co najmniej:

- (i) blokadę awaryjną;
- (ii) blokadę zmiany obciążenia;
- (iii) szybkie odwracanie mocy czynnej.

3. Automatyczny regulator, o którym mowa w ust. 1, musi mieć zdolność do odbierania następujących rodzajów sygnałów od właściwego operatora systemu:

a) sygnałów operacyjnych, przy czym musi odbierać co najmniej:

- (i) polecenie rozruchu;
- (ii) nastawy mocy czynnej;
- (iii) ustawienia trybu FSM;
- (iv) nastawy mocy biernej, nastawy napięcia lub podobne nastawy;
- (v) tryby regulacji mocy biernej;
- (vi) regulację tłumienia oscylacji mocy; oraz
- (vii) inercję syntetyczną;

b) sygnałów alarmowych, przy czym musi odbierać co najmniej:

- (i) polecenie blokady awaryjnej;
- (ii) polecenie blokady zmiany obciążenia;

- (iii) kierunek przepływu mocy czynnej; oraz
 - (iv) polecenie szybkiego odwracania mocy czynnej.
4. Właściwy operator systemu może określić jakość każdego dostarczanego sygnału.

Artykuł 52

Parametry i ustawienia

Parametry i ustawienia elementów podstawowych funkcji regulacji systemu HVDC muszą zostać uzgodnione przez właściciela systemu HVDC i właściwego operatora systemu, w porozumieniu z właściwym OSP. Parametry i ustawienia są wdrażane w ramach takiej hierarchii regulacji, która umożliwi w razie konieczności ich modyfikację. Te podstawowe funkcje regulacji obejmują co najmniej:

- a) inercję syntetyczną, w stosownych przypadkach, jak określono w art. 14 i 41;
- b) tryby (FSM, LFSM-O, LFSM-U), jak określono w art. 15, 16 i 17;
- c) regulację częstotliwości, w stosownych przypadkach, jak określono w art. 16;
- d) tryb regulacji mocy biernej, w stosownych przypadkach, jak określono w art. 22;
- e) zdolność do tłumienia oscylacji mocy, jak określono w art. 30;
- f) zdolność do tłumienia podsynchronicznych interakcji skrętnych, o której mowa w art. 31.

Artykuł 53

Rejestracja usterek i monitorowanie

1. System HVDC musi być wyposażony w urządzenie zapewniające rejestrację usterek i monitorowanie dynamicznego zachowania systemu w odniesieniu do następujących parametrów dla każdej ze stacji przekształtnikowych systemu HVDC:

- a) napięcie prądu przemiennego i prądu stałego;
- b) prąd przemienny i prąd stały;
- c) moc czynna;
- d) moc bierna; oraz
- e) częstotliwość.

2. Właściwy operator systemu może określić jakość parametrów zasilania, które musi spełnić system HVDC, pod warunkiem że odbywa się to z odpowiednim wyprzedzeniem.

3. Dane szczegółowe dotyczące sprzętu do rejestracji usterek, o którym mowa w ust. 1, z uwzględnieniem kanałów analogowych i cyfrowych, ustawień, w tym kryteriów wyzwalania i wielkości próbek, muszą być uzgodnione pomiędzy właścicielem systemu HVDC, właściwym operatorem systemu i właściwym OSP.

4. W każdym przypadku urządzenia służące do monitorowania dynamicznego zachowania systemu muszą posiadać alarm oscylacji, określony przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP, w celu wykrywania źle wytłumionych oscylacji mocy.

5. Instalacje monitorowania jakości zasilania oraz dynamicznego zachowania systemu muszą uwzględniać możliwość dostępu do informacji drogą elektroniczną dla właściciela systemu HVDC i właściwego operatora systemu. Protokoły komunikacyjne dla zarejestrowanych danych muszą zostać uzgodnione między właścicielem systemu HVDC, właściwym operatorem systemu i właściwym OSP.

Artykuł 54

Modele symulacyjne

1. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, może postanowić, że właściciel systemu HVDC dostarczy modele symulacyjne, które właściwie odzwierciedlają zachowanie systemu HVDC zarówno dla symulacji w stanie ustalonym i symulacji dynamicznych (element częstotliwości podstawowej), jak i dla krótkotrwałych symulacji elektromagnetycznych.

Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa format przekazania modeli oraz dokumentacji dotyczącej struktury modelu i schematów blokowych.

2. Do celów symulacji dynamicznych przekazywane modele muszą zawierać między innymi następujące podmodele, w zależności od występowania wymienionych elementów:

- a) modele jednostki przekształtnikowej HVDC;
- b) modele składowej prądu przemiennego;
- c) modele sieci prądu stałego;
- d) regulator napięcia i mocy;
- e) w stosownych przypadkach, specjalne funkcje regulacji, np. funkcja tłumienia oscylacji mocy, regulacja podsynchronicznych interakcji skrętnych;
- f) w stosownych przypadkach, regulacja wieloterminalowa;
- g) modele zabezpieczeń systemu HVDC uzgodnione przez właściwego OSP i właściciela systemu HVDC.

3. Właściciel systemu HVDC dokonuje weryfikacji modeli w oparciu o wyniki testów zgodności przeprowadzonych zgodnie z tytułem VI, a sprawozdanie z tej weryfikacji przekazywane jest właściwemu OSP. Modele są następnie wykorzystywane na potrzeby weryfikacji zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia, w tym, między innymi, symulacji zgodności przewidzianych w tytule VI, oraz używane w badaniach na potrzeby stałej oceny w zakresie planowania i pracy systemu.

4. Właściciel systemu HVDC przekazuje właściwemu operatorowi systemu lub właściwemu OSP zapisy systemu HVDC, na żądanie, do celów porównania odpowiedzi modeli z tymi zapisami.

5. Właściciel systemu HVDC dostarcza równoważny model układu regulacji, w przypadku gdy mogą występować niekorzystne interakcje regulacyjne ze stacjami przekształtnikowymi HVDC i innymi przyłączonymi instalacjami w bliskim sąsiedztwie elektrycznym, jeśli wymaga tego właściwy operator systemu lub właściwy OSP. Równoważny model musi zawierać wszystkie niezbędne dane do celów realistycznej symulacji niekorzystnych interakcji regulacyjnych.

TYTUŁ V

PROCEDURA POZWOLENIA NA UŻYTKOWANIE NA POTRZEBY PRZYŁĄCZENIA

ROZDZIAŁ I

Przyłączenie nowych systemów HVDC

Artykuł 55

Przepisy ogólne

1. Właściciel systemu HVDC musi wykazać właściwemu operatorowi systemu, że spełnił wymogi określone w tytułach II–IV w odpowiednim punkcie przyłączenia poprzez pomyślne przeprowadzenie procedury pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia systemu HVDC opisanej w art. 56–59.

2. Właściwy operator systemu określa wszelkie szczegółowe przepisy procedury pozwolenia na użytkowanie oraz podaje informacje do publicznej wiadomości.
3. Procedura pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego systemu HVDC obejmuje:
 - a) pozwolenie na podanie napięcia (EON);
 - b) tymczasowe pozwolenie na użytkowanie (ION); oraz
 - c) ostateczne pozwolenie na użytkowanie (FON).

Artykuł 56

Pozwolenie EON dla systemów HVDC

1. Pozwolenie EON uprawnia właściciela systemu HVDC do podania napięcia na jego sieć wewnętrzną i urządzenia pomocnicze oraz przyłączenia się do sieci w określonych punktach przyłączenia.
2. Pozwolenie EON wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania prac przygotowawczych i spełnienia wymogów określonych przez właściwego operatora systemu w odpowiednich procedurach ruchowych. Etap przygotowawczy obejmuje umowę w sprawie ustawień zabezpieczeń i regulacji odpowiednich dla punktów przyłączenia między właściwym operatorem systemu a właścicielem systemu HVDC.

Artykuł 57

Pozwolenie ION dla systemów HVDC

1. Pozwolenie ION uprawnia właściciela systemu HVDC lub właściciela jednostki przekształtnikowej HVDC do eksploatacji systemu HVDC lub jednostki przekształtnikowej HVDC poprzez wykorzystanie przyłączy do sieci określonych dla punktów przyłączenia przez ograniczony czas.
2. Pozwolenie ION wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania procesu weryfikacji danych i badań.
3. Na potrzeby sfinalizowania procesu weryfikacji danych i badań właściciel systemu HVDC lub właściciel jednostki przekształtnikowej HVDC na żądanie właściwego operatora systemu przedstawia:
 - a) szczegółowe poświadczenie zgodności;
 - b) szczegółowe dane techniczne systemu HVDC mające znaczenie dla przyłączenia do sieci, odnoszące się do punktów przyłączenia, określone przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwymi OSP;
 - c) certyfikaty sprzętu dla systemów HVDC lub jednostek przekształtnikowych HVDC, w przypadku gdy są one wykorzystywane jako część dowodu zgodności;
 - d) modele symulacyjne lub dokładną replikę danego układu regulacji zgodne z art. 54 oraz z wymogami określonymi przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwymi OSP;
 - e) badania przedstawiające oczekiwane osiągi w stanie ustalonym i osiągi dynamiczne, zgodnie z wymogami tytułów II, III i IV;
 - f) szczegółowe informacje dotyczące planowanych testów zgodności zgodnie z art. 72;
 - g) szczegółowe informacje dotyczące planowanego praktycznego sposobu zakończenia testów zgodności zgodnie z tytułem VI.

4. Z wyjątkiem przypadków stosowania ust. 5, maksymalny okres, przez który właściciel systemu HVDC lub właściciel jednostki przekształtnikowej HVDC może utrzymać status pozwolenia ION, nie przekracza dwudziestu czterech miesięcy. Właściwy operator systemu może ustalić krótszy okres ważności pozwolenia ION. Okres ważności pozwolenia ION zgłasza się organowi regulacyjnemu zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi. Przedłużenie ważności pozwolenia ION przyznaje się wyłącznie w przypadku, gdy właściciel systemu HVDC wykazał poczynienie istotnych postępów w kierunku pełnej zgodności. Nierozstrzygnięte kwestie muszą zostać wyraźnie określone w momencie przedłużania ważności pozwolenia ION.

5. Maksymalny okres, przez który właściciel systemu HVDC lub właściciel jednostki przekształtnikowej HVDC może utrzymać status pozwolenia ION, może zostać przedłużony poza okres 24 miesięcy po złożeniu wniosku o przyznanie odstępstwa do właściwego operatora systemu zgodnie z procedurą opisaną w tytule VII. Wniosek musi zostać złożony przed upływem okresu dwudziestu czterech miesięcy.

Artykuł 58

Pozwolenie FON dla systemów HVDC

1. Pozwolenie FON uprawnia właściciela systemu HVDC do eksploatacji systemu HVDC lub jednostek przekształtnikowych HVDC poprzez wykorzystanie punktów przyłączenia do sieci.

2. Pozwolenie FON wydawane jest przez właściwego operatora systemu po uprzednim usunięciu wszystkich niezgodności ustalonych na potrzeby statusu pozwolenia ION oraz pod warunkiem sfinalizowania procesu weryfikacji danych i badań.

3. Do celów sfinalizowania procesu weryfikacji danych i badań właściciel systemu HVDC musi przedstawić – na wniosek właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP – następujące elementy:

a) szczegółowe poświadczenie zgodności; oraz

b) zaktualizowane stosowne dane techniczne, modele symulacyjne, replikę danego układu regulacji oraz badania, o których mowa w art. 57, w tym wykorzystanie rzeczywistych wartości mierzonych podczas testów.

4. W przypadku niezgodności ustalonych na potrzeby wydania pozwolenia FON, może zostać przyznane odstępstwo na wniosek właściwego operatora systemu, zgodnie z art. 79 i 80. Pozwolenie FON wydawane jest przez właściwego operatora systemu, jeżeli system HVDC jest zgodny z postanowieniami odstępstwa.

Jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa zostaje odrzucony, właściwy operator systemu ma prawo odmówić eksploatacji systemu HVDC lub jednostek przekształtnikowych HVDC do czasu, aż właściciel systemu HVDC oraz właściwy operator systemu usuną niezgodność, a właściwy operator systemu uzna system HVDC za zgodny z przepisami niniejszego rozporządzenia.

Jeżeli właściwy operator systemu i właściciel systemu HVDC nie usuną niezgodności w rozsądnym terminie, ale w każdym razie nie później niż sześć miesięcy od powiadomienia o odrzuceniu wniosku o przyznanie odstępstwa, każda ze stron może skierować sprawę do rozpatrzenia przez organ regulacyjny.

Artykuł 59

Ograniczone pozwolenie na użytkowanie dla systemów HVDC/odstępstwa

1. Właściciel systemu HVDC, któremu wydano pozwolenie FON, bezzwłocznie informuje właściwego operatora systemu o zaistnieniu następujących okoliczności:

a) w systemie HVDC tymczasowo występuje poważna modyfikacja lub utrata zdolności ze względu na wdrażanie jednej lub kilku modyfikacji mających znaczenie dla jego działania; lub

b) w przypadku awarii sprzętu powodujących niezgodność z niektórymi odpowiednimi wymogami.

2. Właściciel systemu HVDC występuje do właściwego operatora systemu o wydanie ograniczonego pozwolenia na użytkowanie (LON), jeżeli ma uzasadnione przekonanie, że okoliczności wymienione w ust. 1 będą utrzymywać się przez okres dłuższy niż trzy miesiące.
3. W pozwoleniu LON wydawanym przez właściwego operatora systemu określa się wyraźnie:
 - a) nierozwiązane kwestie uzasadniające wydanie pozwolenia LON;
 - b) obowiązki i harmonogramy dotyczące oczekiwanego rozwiązania; oraz
 - c) maksymalny okres ważności, który nie może przekraczać 12 miesięcy. Możliwe jest przyznanie krótszego początkowego okresu z możliwością jego przedłużenia, jeżeli właściwy operator systemu otrzyma zadowalające go dowody wskazujące, że poczyniono istotne postępy w zakresie osiągnięcia pełnej zgodności.
4. Pozwolenie FON zawiesza się w okresie ważności pozwolenia LON w odniesieniu do kwestii, dla których wydano pozwolenie LON.
5. Kolejne przedłużenie okresu ważności pozwolenia LON może zostać przyznane na wniosek o przyznanie odstępstwa złożony do właściwego operatora systemu przed upływem przedmiotowego okresu, zgodnie z art. 79 i 80.
6. Właściwy operator systemu może odmówić zgody na eksploatację systemu HVDC, jeżeli upływa ważność pozwolenia LON, a okoliczność, która spowodowała jego wydanie, utrzymuje się. W takim przypadku pozwolenie FON traci automatycznie ważność.
7. Jeżeli właściwy operator systemu nie przyznaje przedłużenia okresu ważności pozwolenia LON zgodnie z ust. 5 lub jeżeli odmawia on zezwolenia na eksploatację systemu HVDC po upływie ważności pozwolenia LON zgodnie z ust. 6, właściciel systemu HVDC może skierować sprawę do rozpatrzenia przez organ regulacyjny w ciągu sześciu miesięcy od powiadomienia o decyzji właściwego operatora systemu.

ROZDZIAŁ 2

Przyłączenie nowych modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

Artykuł 60

Przepisy ogólne

1. Przepisy niniejszego rozdziału mają zastosowanie wyłącznie do nowych modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego.
2. Właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego musi wykazać właściwemu operatorowi systemu, że spełnił wymogi określone w tytule III w odpowiednich punktach przyłączenia poprzez pomyślne przeprowadzenie procedury pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zgodnie z art. 61–66.
3. Właściwy operator systemu określa dodatkowe szczegóły procedury pozwolenia na użytkowanie oraz podaje te informacje do publicznej wiadomości.
4. Procedura pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego obejmuje:
 - a) pozwolenie na podanie napięcia (EON);
 - b) tymczasowe pozwolenie na użytkowanie (ION); oraz
 - c) ostateczne pozwolenie na użytkowanie (FON).

*Artykuł 61***Pozwolenie EON dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego**

1. Pozwolenie EON uprawnia właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do podania napięcia na jego sieć wewnętrzną i urządzenia pomocnicze poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci, które jest określone punktami przyłączenia.
2. Pozwolenie EON wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania prac przygotowawczych, w tym umowy między właściwym operatorem systemu a właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w sprawie ustawień zabezpieczeń i regulacji odpowiednich dla punktów przyłączenia.

*Artykuł 62***Pozwolenie ION dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego**

1. Pozwolenie ION uprawnia właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do eksploatacji modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci przez określony czas.
2. Pozwolenie ION wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania procesu weryfikacji danych i badań.
3. W odniesieniu do procesu weryfikacji danych i badań właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego musi przedłożyć na żądanie właściwemu operatorowi systemu następujące elementy:
 - a) szczegółowe poświadczenie zgodności;
 - b) szczegółowe dane techniczne modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, mające znaczenie dla przyłączenia do sieci, które jest określone punktami przyłączenia, jak określił właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP;
 - c) certyfikaty sprzętu w odniesieniu do modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, w przypadku gdy są one wykorzystywane jako część dowodu zgodności;
 - d) modele symulacyjne określone w art. 54 oraz wymagane przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP;
 - e) badania przedstawiające oczekiwane parametry działania w stanie ustalonym i parametry dynamiczne, zgodnie z wymogami tytułu III; oraz
 - f) szczegółowe informacje dotyczące planowanych testów zgodności zgodnie z art. 73.
4. Z wyjątkiem przypadków stosowania przepisów ust. 5, maksymalny okres, przez który właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego może utrzymać status pozwolenia ION, nie może przekraczać dwudziestu czterech miesięcy. Właściwy operator systemu ma prawo wyznaczyć krótszy okres ważności pozwolenia ION. Okres ważności pozwolenia ION zgłasza się organowi regulacyjnemu zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi. Przedłużenie ważności pozwolenia ION przyznaje się wyłącznie w przypadku, gdy właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego wykazał poczynienie istotnych postępów w kierunku pełnej zgodności. Wszelkie nierozstrzygnięte kwestie muszą zostać wyraźnie wskazane w momencie przedłużania ważności pozwolenia ION.
5. Maksymalny okres, przez który właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego może utrzymać status pozwolenia ION, może zostać przedłużony poza okres 24 miesięcy po złożeniu wniosku o przyznanie odstępstwa do właściwego operatora systemu zgodnie z procedurą opisaną w tytule VII.

Artykuł 63

Pozwolenie FON dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

1. Pozwolenie FON uprawnia właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do eksploatacji modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci, które jest określone punktem przyłączenia.
2. Pozwolenie FON wydawane jest przez właściwego operatora systemu po uprzednim usunięciu wszystkich niezgodności zidentyfikowanych na potrzeby statusu pozwolenia ION oraz pod warunkiem sfinalizowania procesu weryfikacji danych i badań wymaganych na mocy niniejszego rozporządzenia.
3. Do celów zakończenia procesu weryfikacji danych i badań właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego musi na żądanie przedłożyć właściwemu operatorowi systemu:
 - a) szczegółowe poświadczenie zgodności; oraz
 - b) zaktualizowane stosowne dane techniczne, modele symulacyjne oraz badania, o których mowa w art. 62 ust. 3, w tym dane o wykorzystaniu rzeczywistych wartości mierzonych podczas testów.
4. W przypadku niezgodności ustalonych na potrzeby wydania pozwolenia FON, może zostać przyznane odstępstwo na wniosek złożony do właściwego operatora systemu, zgodnie z procedurą odstępstwa opisaną w tytule VII. Pozwolenie FON wydawane jest przez właściwego operatora systemu, jeżeli moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego jest zgodny z postanowieniami odstępstwa. Właściwy operator systemu ma prawo odmówić eksploatacji modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, jeżeli wniosek jego właściciela o przyznanie odstępstwa został odrzucony, do czasu, aż właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz właściwy operator systemu usuną niezgodność, a właściwy operator systemu uzna moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego za spełniający wymogi.

Artykuł 64

Ograniczone pozwolenie na użytkowanie dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

1. Właściciele modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, którym wydano pozwolenie FON, bezzwłocznie informują właściwego operatora systemu o zaistnieniu następujących okoliczności:
 - a) w module parku energii z podłączeniem prądu stałego tymczasowo występuje poważna modyfikacja lub utrata zdolności ze względu na wdrażanie co najmniej jednej modyfikacji mającej znaczenie dla jego wydajności; lub
 - b) w przypadku awarii sprzętu powodujących niezgodność z niektórymi odpowiednimi wymogami.
2. Właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego występuje do właściwego operatora systemu o wydanie pozwolenia LON, jeżeli ma uzasadnione przekonanie, że okoliczności opisane w ust. 1 będą utrzymywać się przez okres dłuższy niż trzy miesiące.
3. W pozwoleniu LON wydawanym przez właściwego OSP określa się wyraźnie:
 - a) nierozwiązane kwestie uzasadniające wydanie pozwolenia LON;
 - b) obowiązki i harmonogramy dotyczące oczekiwanego rozwiązania; oraz
 - c) maksymalny okres ważności, który nie może przekraczać 12 miesięcy. Możliwe jest przyznanie krótszego początkowego okresu z możliwością jego przedłużenia, jeżeli właściwy operator systemu otrzyma zadowolające go dowody wskazujące, że poczyniono istotne postępy w zakresie osiągnięcia pełnej zgodności.

4. Pozwolenie FON zawiesza się w okresie ważności pozwolenia LON w odniesieniu do kwestii, dla których wydano pozwolenie LON.
5. Kolejne przedłużenie okresu ważności pozwolenia LON może zostać przyznane na wniosek o przyznanie odstępstwa złożony do właściwego operatora systemu przed upływem przedmiotowego okresu, zgodnie z procedurą odstępstwa opisaną w tytule VII.
6. Właściwy operator systemu może odmówić zgody na eksploatację modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, jeżeli upływa ważność pozwolenia LON, a okoliczność, która spowodowała jego wydanie, utrzymuje się. W takim przypadku pozwolenie FON traci automatycznie ważność.

ROZDZIAŁ 3

Analiza kosztów i korzyści

Artykuł 65

Ustalenie kosztów i korzyści wynikających z zastosowania wymogów do istniejących systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

1. Przed zastosowaniem jakiegokolwiek wymogu określonego w niniejszym rozporządzeniu do istniejących systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego zgodnie z art. 4 ust. 3 właściwy OSP musi przystąpić do przeprowadzenia jakościowej analizy kosztów i korzyści dotyczącej danego wymogu. Przedmiotowa analiza musi uwzględniać dostępne alternatywne rozwiązania sieciowe lub rynkowe. Właściwy OSP może przystąpić do przeprowadzenia ilościowej analizy kosztów i korzyści zgodnie z przepisami ust. 2–5, wyłącznie jeżeli jakościowa analiza wskazuje na to, że potencjalne korzyści przewyższają potencjalne koszty. Jeżeli jednak koszty uznaje się za wysokie lub jeżeli korzyści uznaje się za niskie, właściwy OSP nie może kontynuować procedury.
2. W następstwie etapu przygotowawczego przeprowadzonego zgodnie z ust. 1 właściwy OSP dokonuje ilościowej analizy kosztów i korzyści dla każdego wymogu rozpatrywanego pod kątem zastosowania do istniejących systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, które wykazują potencjalne korzyści w następstwie etapu przygotowawczego zgodnie z ust. 1.
3. W terminie trzech miesięcy od zakończenia analizy kosztów i korzyści właściwy OSP dokonuje podsumowania wniosków w sprawozdaniu, które:
 - a) obejmuje analizę kosztów i korzyści oraz zalecenie dotyczące dalszego postępowania;
 - b) obejmuje propozycję dotyczącą okresu przejściowego dla stosowania wymogu do istniejących systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Okres przejściowy nie może przekraczać dwóch lat, licząc od daty decyzji w sprawie stosowania wymogu, podjętej przez organ regulacyjny lub – w stosownych przypadkach – państwo członkowskie;
 - c) jest przedmiotem konsultacji społecznych przeprowadzonych zgodnie z art. 8.
4. Nie później niż sześć miesięcy od zakończenia konsultacji publicznych, właściwy OSP sporządza sprawozdanie przedstawiające wyniki konsultacji i zawierające propozycję w sprawie zastosowania rozpatrywanego wymogu do istniejących systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Sprawozdanie wraz z propozycją zgłasza się organowi regulacyjnemu lub – w stosownych przypadkach – państwu członkowskiemu, a o treści informuje się właściciela systemu HVDC, właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego lub – w stosownych przypadkach – osobę trzecią.
5. Propozycja przedkładana przez właściwego OSP organowi regulacyjnemu lub – w stosownych przypadkach – państwu członkowskiemu na podstawie ust. 4 musi uwzględniać następujące elementy:
 - a) procedurę pozwolenia na użytkowanie na potrzeby wykazania realizacji wymogów przez właściciela istniejącego systemu HVDC lub istniejącego modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego;

- b) okres przejściowy na wdrożenie wymogów, który uwzględnia kategorię systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz wszelkie podstawowe przeszkody dla skutecznego wdrożenia modyfikacji/ponownego montażu sprzętu.

Artykuł 66

Zasady dotyczące analizy kosztów i korzyści

1. Właściciele systemów HVDC, właściciele modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz OSD, w tym OZSD, udzielają pomocy i wnoszą wkład na rzecz analizy kosztów i korzyści podejmowanej zgodnie z art. 65 i 80 oraz dostarczają dane, o które wystąpi właściwy operator systemu lub właściwy OSP, w terminie trzech miesięcy od otrzymania wniosku, chyba że właściwy OSP ustalił inaczej. Na potrzeby przygotowania przez właściciela lub przyszłego właściciela systemu HVDC bądź modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego analizy kosztów i korzyści oceniającej potencjalne odstępstwo na podstawie art. 79 właściwy OSP oraz OSD, w tym OZSD, udziela pomocy i zapewnia wkład na rzecz analizy kosztów i korzyści oraz dostarcza niezbędne dane, o które wystąpi właściciel lub przyszły właściciel systemu HVDC bądź modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, w terminie trzech miesięcy od otrzymania wniosku, chyba że właściciel lub przyszły właściciel systemu HVDC bądź modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego ustalił inaczej.
2. Analiza kosztów i korzyści musi być zgodna z następującymi zasadami:
 - a) podstawę analizy kosztów i korzyści przeprowadzanej przez właściwego OSP lub właściciela bądź przyszłego właściciela systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego musi stanowić co najmniej jedna z poniższych zasad obliczania:
 - (i) wartość bieżąca netto;
 - (ii) zwrot z inwestycji;
 - (iii) stopa zwrotu;
 - (iv) czas potrzebny do osiągnięcia progu rentowności;
 - b) właściwy OSP lub właściciel bądź przyszły właściciel systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego określa również ilościowo korzyści społeczno-gospodarcze w zakresie poprawy bezpieczeństwa dostaw oraz uwzględnia co najmniej:
 - (i) odpowiedni spadek prawdopodobieństwa utraty dostaw w całym okresie funkcjonowania modyfikacji;
 - (ii) prawdopodobny zasięg i czas trwania tego rodzaju utraty dostaw;
 - (iii) koszt społeczny na godzinę dla tego rodzaju utraty dostaw;
 - c) właściwy OSP lub właściciel bądź przyszły właściciel systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego określa ilościowo korzyści dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej, obrotu transgranicznego i integracji odnawialnych źródeł energii, uwzględniając co najmniej:
 - (i) odpowiedź częstotliwościową mocy czynnej;
 - (ii) rezerwy bilansujące;
 - (iii) zapewnienie mocy biernej;
 - (iv) zarządzanie ograniczeniami;
 - (v) środki ochronne;
 - d) właściwy OSP określa ilościowo koszty zastosowania koniecznych przepisów do istniejących systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, uwzględniając co najmniej:
 - (i) koszty bezpośrednie poniesione w celu realizacji wymogu;
 - (ii) koszty związane z ustaloną utratą możliwości;
 - (iii) koszty związane z dokonanymi zmianami w zakresie utrzymania i eksploatacji.

TYTUŁ VI

ZAPEWNIENIE ZGODNOŚCI

ROZDZIAŁ 1

Monitorowanie przestrzegania wymogów

Artykuł 67

Wspólne przepisy dotyczące testów zgodności

1. Testy osiągow systemów HVDC oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego mają na celu wykazanie, że wymogi niniejszego rozporządzenia zostały spełnione.
2. Niezależnie od minimalnych wymogów dotyczących testów zgodności określonych w niniejszym rozporządzeniu właściwy operator systemu ma prawo:
 - a) zezwolić właścicielowi systemu HVDC lub właścicielowi modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego na przeprowadzenie alternatywnej serii testów, pod warunkiem że testy te są skuteczne i wystarczają do wykazania, że system HVDC lub moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego spełnia wymogi niniejszego rozporządzenia; oraz
 - b) zobowiązać właściciela systemu HVDC lub właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do przeprowadzenia dodatkowych lub alternatywnych serii testów w przypadkach, gdy informacje dostarczone właściwemu operatorowi systemu w związku z testami zgodności wynikającymi z przepisów tytułu VI rozdział 2 nie są wystarczające dla wykazania zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia.
3. Właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego odpowiada za przeprowadzenie testów zgodnie z warunkami określonymi w tytule VI rozdział 2. Właściwy operator systemu współpracuje przy realizacji testów i nie może ich bezzasadnie opóźniać.
4. Właściwy operator systemu może uczestniczyć w testach zgodności na miejscu albo zdalnie z centrum sterowania operatora systemu. W tym celu właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zapewnia niezbędny sprzęt monitorujący do rejestrowania wszystkich odpowiednich sygnałów i pomiarów testowych, jak również dopilnowuje, aby niezbędni przedstawiciele właściciela systemu HVDC lub właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego byli dostępni na miejscu przez cały czas trwania testu. Sygnały określone przez właściwego operatora systemu muszą zostać zapewnione, jeżeli na potrzeby wybranych testów operator systemu chce korzystać z własnego sprzętu do rejestrowania osiągow. Właściwy operator systemu sam decyduje o swoim udziale.

Artykuł 68

Wspólne przepisy dotyczące symulacji zgodności

1. Symulacje osiągow systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego mają na celu wykazanie, że wymogi niniejszego rozporządzenia zostały spełnione.
2. Niezależnie od minimalnych wymogów określonych w niniejszym rozporządzeniu na potrzeby symulacji zgodności, właściwy operator systemu może:
 - a) zezwolić właścicielowi systemu HVDC lub właścicielowi modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego na przeprowadzenie alternatywnej serii symulacji, pod warunkiem że symulacje te są skuteczne i wystarczają do wykazania, że system HVDC lub moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego spełnia wymogi niniejszego rozporządzenia lub przepisów krajowych; oraz
 - b) zobowiązać właściciela systemu HVDC lub właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do przeprowadzenia dodatkowych lub alternatywnych serii symulacji w przypadkach, gdy informacje dostarczone właściwemu operatorowi systemu w związku z symulacjami zgodności wynikającymi z przepisów tytułu VI rozdział 3 nie są wystarczające dla wykazania zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia.

3. W celu wykazania zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przedstawia sprawozdanie z wyników symulacji. Właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego sporządza i przedstawia zatwierdzony model symulacyjny dla danego systemu HVDC lub danego modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego. Zakres modeli symulacyjnych określono w art. 38 i 54.
4. Właściwy operator systemu ma prawo sprawdzić, czy system HVDC lub moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego spełnia wymogi niniejszego rozporządzenia poprzez przeprowadzenie własnych symulacji zgodności na podstawie dostarczonych sprawozdań z symulacji, modeli symulacyjnych oraz pomiarów z testów zgodności.
5. Właściwy operator systemu przedstawia właścicielowi systemu HVDC lub właścicielowi modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego dane techniczne i model symulacyjny sieci w zakresie niezbędnym do przeprowadzenia wymaganych symulacji zgodnie z przepisami tytułu VI rozdział 3.

Artykuł 69

Obowiązki właściciela systemu HVDC i właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego

1. Właściciel systemu HVDC zapewnia zgodność systemu HVDC i stacji przekształtnikowych HVDC z wymogami przewidzianymi w niniejszym rozporządzeniu. Zgodność ta musi być utrzymywana przez cały okres funkcjonowania obiektu.
2. Właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zapewnia zgodność modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego z wymogami wynikającymi z niniejszego rozporządzenia. Zgodność ta musi być utrzymywana przez cały okres funkcjonowania obiektu.
3. Właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego powiadamia właściwego operatora systemu o planowanych modyfikacjach zdolności technicznych systemu HVDC, stacji przekształtnikowej HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, które mogą potencjalnie wpływać na zgodność z wymogami wynikającymi z niniejszego rozporządzenia, przed rozpoczęciem takich modyfikacji.
4. Właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego powiadamia właściwego operatora systemu jak najszybciej, bez zbędnej zwłoki, o wszelkich incydentach lub awariach eksploatacyjnych systemu HVDC, stacji przekształtnikowej HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, które mogą potencjalnie wpływać na zgodność z wymogami niniejszego rozporządzenia, po zaistnieniu tych incydentów.
5. Właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego powiadamia właściwego operatora systemu o wszelkich przewidzianych harmonogramach testów i procedurach służących weryfikacji zgodności systemu HVDC, stacji przekształtnikowej HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego z wymogami niniejszego rozporządzenia, w odpowiednim terminie oraz przed ich rozpoczęciem, a właściwy operator systemu dokonuje ich zatwierdzenia.
6. Właściwemu operatorowi systemu ułatwia się udział w takich testach i może on rejestrować osiągi systemów HVDC, stacji przekształtnikowych HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego.

Artykuł 70

Zadania właściwego operatora systemu

1. Właściwy operator systemu dokonuje oceny zgodności systemu HVDC, stacji przekształtnikowej HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego z wymogami niniejszego rozporządzenia przez cały okres funkcjonowania systemu HVDC, stacji przekształtnikowej HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego. Właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego jest informowany o wyniku tej oceny.

2. Na żądanie właściwego operatora systemu, właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przeprowadza testy i symulacje zgodności, nie tylko w trakcie procedur pozwolenia na użytkowanie zgodnie z przepisami tytułu V, ale w powtarzalny sposób w całym okresie funkcjonowania systemu HVDC, stacji przekształtnikowej HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego według planu lub ogólnego programu powtarzalnych testów bądź po każdej awarii, modyfikacji lub wymianie jakiegokolwiek sprzętu, która może mieć wpływ na zgodność z wymogami niniejszego rozporządzenia. Właściciel systemu HVDC lub właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego jest informowany o wyniku tych testów i symulacji zgodności.

3. Właściwy operator systemu podaje do publicznej wiadomości wykaz informacji i dokumentów, które należy przedstawić, a także wymogi, które mają być spełnione przez właściciela systemu HVDC lub właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, w ramach procesu zapewniania zgodności. Wykaz ten obejmuje co najmniej następujące informacje, dokumenty i wymogi:

- a) wszystkie dokumenty i certyfikaty, jakie mają zostać przedstawione przez właściciela systemu HVDC lub właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego;
- b) szczegółowe dane techniczne dotyczące systemu HVDC, stacji przekształtnikowej HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, mające znaczenie dla przyłączenia do sieci;
- c) wymogi dotyczące modeli na potrzeby badania zachowania w stanie ustalonym oraz zachowania dynamicznego systemu;
- d) harmonogram przekazania danych systemu niezbędnych do przeprowadzenia badań;
- e) badania wykonane przez właściciela systemu HVDC lub właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w celu przedstawienia oczekiwanych osiągnięć w stanie ustalonym i osiągnięć dynamicznych, zgodnie z wymogami określonymi w tytułach II, III i IV;
- f) warunki i procedury, w tym zakres, dotyczące rejestrowania certyfikatów sprzętu; oraz
- g) warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu wydanych przez upoważniony podmiot certyfikujący właścicielowi modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego.

4. Właściwy operator systemu podaje do publicznej wiadomości podział obowiązków między właścicielem systemu HVDC lub właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego a operatorem systemu na potrzeby testów, symulacji i monitorowania zgodności.

5. Właściwy operator systemu może częściowo lub całkowicie powierzyć realizację monitorowania zgodności osobom trzecim. W takim przypadku właściwy operator systemu zapewnia zgodność z art. 10 poprzez ustalenie z cesjonariuszem odpowiednich zobowiązań do zachowania poufności.

6. Właściwy operator systemu operacyjnego nie może bezzasadnie cofnąć pozwolenia na użytkowanie zgodnego z tytułem V, jeżeli testów lub symulacji zgodności nie można przeprowadzić zgodnie z ustaleniami między właściwym operatorem systemu a właścicielem systemu HVDC lub właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego z powodów, które są pod wyłączną kontrolą właściwego operatora systemu.

7. Właściwy operator systemu przekazuje na żądanie właściwemu OSP wyniki testów i symulacji zgodności, o których mowa w niniejszym rozdziale.

ROZDZIAŁ 2

Testy Zgodności

Artykuł 71

Testy zgodności dla systemów HVDC

1. Zamiast części poniższych testów można wykorzystać certyfikaty sprzętu, pod warunkiem przedstawienia ich właściwemu operatorowi systemu.

2. W odniesieniu do testu w zakresie zdolności do generacji mocy biernej:
 - a) należy wykazać zdolność techniczną jednostki przekształtnikowej HVDC lub stacji przekształtnikowej HVDC do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej zgodnie z art. 20;
 - b) test w zakresie zdolności do generacji mocy biernej przeprowadza się przy maksymalnej mocy biernej, zarówno pod względem wyprzedzania, jak i opóźniania, oraz weryfikuje się następujące parametry:
 - (i) pracę na poziomie minimalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC;
 - (ii) pracę na poziomie maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC;
 - (iii) pracę przy nastawie mocy czynnej pomiędzy tymi minimalnymi i maksymalnymi wartościami zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC;
 - c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) jednostka przekształtnikowa HVDC lub stacja przekształtnikowa HVDC pracuje przez co najmniej 1 godzinę przy maksymalnej mocy biernej, zarówno pod względem wyprzedzania, jak i opóźniania, w odniesieniu do każdego z parametrów, o których mowa w lit. b);
 - (ii) jednostka przekształtnikowa HVDC lub stacja przekształtnikowa HVDC wykazuje zdolność do zmiany dowolnej nastawy mocy biernej w stosownym zakresie mocy biernej w mającym zastosowanie przedziale docelowych parametrów działania odpowiedniego systemu regulacji mocy biernej; oraz
 - (iii) nie zostaje podjęte żadne działanie ochronne w granicach eksploatacyjnych określonych przez wykres zdolności do generacji mocy biernej.
3. W odniesieniu do testu w zakresie trybu regulacji napięcia:
 - a) należy wykazać zdolność jednostki przekształtnikowej HVDC lub stacji przekształtnikowej HVDC do pracy w trybie regulacji napięcia w warunkach określonych w art. 22 ust. 3;
 - b) test w zakresie trybu regulacji napięcia stosuje się do weryfikacji następujących parametrów:
 - (i) stosowane zbocze i strefa nieczułości charakterystyki statycznej;
 - (ii) dokładność regulacji;
 - (iii) niewrażliwość regulacji;
 - (iv) czas uruchomienia mocy biernej;
 - c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) zakres regulacji oraz zmienności statyzmu i strefy nieczułości jest zgodny z uzgodnionymi lub postanowionymi parametrami charakterystyki, zgodnie z art. 22 ust. 3;
 - (ii) niewrażliwość regulacji napięcia nie jest wyższa niż 0,01 pu;
 - (iii) w następstwie skokowej zmiany napięcia 90 % zmiany generowanej mocy biernej zostaje osiągnięte w granicach czasów i tolerancji wynikających z art. 22 ust. 3.
4. W odniesieniu do testu w zakresie trybu regulacji mocy biernej:
 - a) należy wykazać zdolność jednostki przekształtnikowej HVDC lub stacji przekształtnikowej HVDC do pracy w trybie regulacji mocy biernej, zgodnie z warunkami określonymi w art. 22 ust. 4;
 - b) test w zakresie trybu regulacji mocy biernej ma charakter uzupełniający względem testu w zakresie zdolności do generacji mocy biernej;
 - c) test w zakresie trybu regulacji mocy biernej stosuje się do weryfikacji następujących parametrów:
 - (i) zakres nastawy i skok mocy biernej;
 - (ii) dokładność regulacji; oraz
 - (iii) czas uruchomienia mocy biernej;

- d) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
- (i) zakres nastawy i skok mocy biernej są zapewniane zgodnie z art. 22 ust. 4;
 - (ii) dokładność regulacji jest zgodna z warunkami określonymi w art. 22 ust. 3.
5. W odniesieniu do testu w zakresie trybu regulacji współczynnika mocy:
- a) należy wykazać zdolność jednostki przekształtnikowej HVDC lub stacji przekształtnikowej HVDC do pracy w trybie regulacji współczynnika mocy zgodnie z warunkami określonymi w art. 22 ust. 5;
- b) test w zakresie trybu regulacji współczynnika mocy stosuje się do weryfikacji następujących parametrów:
- (i) zakres nastawy współczynnika mocy;
 - (ii) dokładność regulacji;
 - (iii) odpowiedź mocy biernej spowodowana skokową zmianą mocy czynnej;
- c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
- (i) zakres nastawy i skok współczynnika mocy są zapewniane zgodnie z art. 22 ust. 5;
 - (ii) czas uruchomienia mocy biernej w wyniku skokowej zmiany mocy czynnej nie przekracza wymogu wynikającego z art. 22 ust. 5;
 - (iii) dokładność regulacji jest zgodna z wartością, o której mowa w art. 22 ust. 5.
6. W odniesieniu do testu w zakresie odpowiedzi w trybie FSM:
- a) należy wykazać zdolność techniczną systemu HVDC do ciągłego regulowania mocy czynnej w pełnym zakresie pracy pomiędzy maksymalną zdolnością przesyłową mocy czynnej HVDC i minimalną zdolnością przesyłową mocy czynnej HVDC na potrzeby wsparcia regulacji częstotliwości oraz zweryfikować parametry regulacji w stanie ustalonym, takie jak statyzm i strefa nieczułości, oraz parametry dynamiczne, w tym odporność podczas reagowania na skokową zmianę częstotliwości i duże, szybkie zmiany częstotliwości;
- b) test przeprowadza się, symulując skoki częstotliwości i zmiany obciążenia wystarczająco duże, aby uruchomić co najmniej 10 % pełnego zakresu odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w każdym kierunku, z uwzględnieniem ustawień statyzmu i strefy nieczułości. Sygnały symulowanego odchylenia częstotliwości są wprowadzane do regulatora jednostki przekształtnikowej HVDC lub stacji przekształtnikowej HVDC;
- c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są wszystkie poniższe warunki:
- (i) czas uruchomienia pełnego zakresu odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w wyniku skokowej zmiany częstotliwości nie jest dłuższy niż czas wymagany na mocy załącznika II;
 - (ii) po odpowiedzi na skokową zmianę nie występują niewytłumione oscylacje;
 - (iii) czas zwłoki początkowej jest zgodny z załącznikiem II;
 - (iv) ustawienia statyzmu są dostępne w zakresie przewidzianym w załączniku II, a strefa nieczułości (progi) nie przekracza wartości określonej w załączniku II;
 - (v) niewrażliwość odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w dowolnym odpowiednim punkcie pracy nie przekracza wymogów określonych w załączniku II.
7. W odniesieniu do testu w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O:
- a) należy wykazać zdolność techniczną systemu HVDC do ciągłego regulowania mocy czynnej na potrzeby wsparcia regulacji częstotliwości w przypadku znacznego wzrostu częstotliwości w systemie oraz zweryfikować parametry regulacji w stanie ustalonym, takie jak statyzm i strefa nieczułości, oraz parametry dynamiczne, w tym odpowiedź na skokową zmianę częstotliwości;

- b) test przeprowadza się, symulując skoki częstotliwości i zmiany obciążenia wystarczająco duże, aby uruchomić co najmniej 10 % pełnego zakresu roboczego mocy czynnej, z uwzględnieniem ustawień statyzmu i strefy nieczułości. Sygnały symulowanego odchylenia częstotliwości są wprowadzane do regulatora jednostki przekształtnikowej HVDC lub stacji przekształtnikowej HVDC;
- c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są dwa poniższe warunki:
- (i) wyniki testu, zarówno w przypadku parametrów dynamicznych, jak i parametrów statycznych, są zgodne z wymogami określonymi w załączniku II;
 - (ii) po odpowiedzi na skokową zmianę częstotliwości nie występują niewy tłumione oscylacje.
8. W odniesieniu do testu w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-U:
- a) należy wykazać zdolność techniczną systemu HVDC do ciągłego regulowania mocy czynnej w punktach pracy poniżej maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC na potrzeby wsparcia regulacji częstotliwości w przypadku dużego spadku częstotliwości w systemie;
- b) test przeprowadza się, symulując odpowiednie punkty obciążenia dla mocy czynnej, przy skokach niskiej częstotliwości i zmianach obciążenia wystarczająco dużych, aby uruchomić co najmniej 10 % pełnego zakresu pracy dla mocy czynnej, z uwzględnieniem ustawień statyzmu i strefy nieczułości. Sygnały symulowanego odchylenia częstotliwości są wprowadzane do regulatora jednostki przekształtnikowej HVDC lub stacji przekształtnikowej HVDC;
- c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są dwa poniższe warunki:
- (i) wyniki testu, zarówno w przypadku parametrów dynamicznych, jak i parametrów statycznych, są zgodne z wymogami określonymi w załączniku II;
 - (ii) po odpowiedzi na skokową zmianę częstotliwości nie występują niewy tłumione oscylacje.
9. W odniesieniu do testu w zakresie możliwości regulacji mocy czynnej:
- a) należy wykazać zdolność techniczną systemu HVDC do ciągłego regulowania mocy czynnej w pełnym zakresie pracy zgodnie z art. 13 ust. 1 lit. a) i d);
- b) test przeprowadza się poprzez przesyłanie ręcznych i automatycznych poleceń przez właściwego OSP;
- c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
- (i) system HVDC wykazał stabilną pracę;
 - (ii) czas korekty mocy czynnej jest krótszy niż zwłoka określona zgodnie z art. 13 ust. 1 lit. a);
 - (iii) wykazana została odpowiedź dynamiczna systemu HVDC po otrzymaniu poleceń na potrzeby wymiany, udostępnienia rezerw lub wzięcia udziału w procesie kompensowania niezbilansowania, w razie posiadania zdolności do spełnienia wymogów dla tych produktów, jak określił właściwy OSP.
10. W odniesieniu do testu w zakresie modyfikacji prędkości narastania:
- a) należy wykazać zdolność techniczną systemu HVDC do korygowania prędkości narastania zgodnie z art. 13 ust. 2;
- b) test przeprowadza się poprzez przesyłanie poleceń modyfikacji narastania przez właściwego OSP;
- c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
- (i) prędkość narastania może być korygowana;
 - (ii) system HVDC wykazał stabilną pracę w okresach narastania.

11. W odniesieniu do testu w zakresie rozruchu autonomicznego, w stosownych przypadkach:
- a) należy wykazać zdolność techniczną systemu HVDC do podania napięcia na szynę zbiorczą oddalonej podstacji prądu przemiennego, do której jest przyłączony, w przedziale czasowym określonym przez właściwego OSP, zgodnie z art. 37 ust. 2;
 - b) test przeprowadza się podczas rozruchu systemu HVDC ze stanu odstawienia;
 - c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) system HVDC wykazał zdolność do podania napięcia na szynę zbiorczą oddalonej podstacji prądu przemiennego, do której jest przyłączony;
 - (ii) system HVDC pracuje od stabilnego punktu pracy przy uzgodnionej mocy, zgodnie z procedurą określoną w art. 37 ust. 3.

Artykuł 72

Testy zgodności dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz jednostek przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji

1. Zamiast części poniższych testów można wykorzystać certyfikaty sprzętu, pod warunkiem przedstawienia ich właściwemu operatorowi systemu.
2. W odniesieniu do testu w zakresie zdolności modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego do generacji mocy biernej:
 - a) należy wykazać zdolność techniczną modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej zgodnie z art. 40 ust. 2;
 - b) test w zakresie zdolności do generacji mocy biernej przeprowadza się przy maksymalnej mocy biernej, zarówno pod względem wyprzedzania, jak i opóźniania, oraz weryfikuje się następujące parametry:
 - (i) praca powyżej poziomu 60 % mocy maksymalnej przez 30 min.;
 - (ii) praca w przedziale 30–50 % mocy maksymalnej przez 30 min.; oraz
 - (iii) praca w przedziale 10–20 % mocy maksymalnej przez 60 min.;
 - c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego pracuje przez okres nie krótszy niż wymagany czas trwania przy maksymalnej mocy biernej, zarówno pod względem wyprzedzania, jak i opóźniania, dla każdego parametru określonego w lit. b);
 - (ii) wykazana zostaje zdolność modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do przejścia na dowolną nastawę mocy biernej w ramach uzgodnionego lub przyjętego zakresu mocy biernej w określonym przedziale docelowych parametrów działania dla danego systemu regulacji mocy biernej; oraz
 - (iii) nie zostaje podjęte żadne działanie ochronne w granicach eksploatacyjnych określonych przez wykres zdolności do generacji mocy biernej.
3. W odniesieniu do testu w zakresie zdolności jednostek przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji do generacji mocy biernej:
 - a) należy wykazać zdolność techniczną jednostki przekształtnikowej HVDC lub stacji przekształtnikowej HVDC do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej zgodnie z art. 48 ust. 2;
 - b) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) jednostka przekształtnikowa HVDC lub stacja przekształtnikowa HVDC pracuje przez co najmniej 1 godzinę przy maksymalnej mocy biernej, zarówno pod względem wyprzedzania, jak i opóźniania, przy:
 - minimalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC,
 - maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC, oraz
 - punkcie pracy mocy czynnej pomiędzy wspomnianymi maksymalnymi i minimalnymi zakresami;

- (ii) jednostka przekształtnikowa HVDC lub stacja przekształtnikowa HVDC wykazuje zdolność do przejścia na dowolną nastawę mocy biernej w ramach uzgodnionego lub przyjętego zakresu mocy biernej w przedziale określonych docelowych parametrów działania dla danego systemu regulacji mocy biernej; oraz
 - (iii) nie zostaje podjęte żadne działanie ochronne w granicach eksploatacyjnych określonych przez wykres zdolności do generacji mocy biernej.
4. W odniesieniu do testu w zakresie trybu regulacji napięcia:
- a) należy wykazać zdolność modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do pracy w trybie regulacji napięcia w warunkach określonych w art. 21 rozporządzenia (UE) 2016/631;
 - b) test w zakresie trybu regulacji napięcia stosuje się do weryfikacji następujących parametrów:
 - (i) stosowane zbocze i strefa nieczułości charakterystyki statycznej;
 - (ii) dokładność regulacji;
 - (iii) niewrażliwość regulacji;
 - (iv) czas uruchomienia mocy biernej;
 - c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) zakres regulacji oraz zmienności statyzmu i strefy nieczułości jest zgodny z uzgodnionymi lub przyjętymi parametrami charakterystyki, zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631;
 - (ii) niewrażliwość regulacji napięcia nie jest wyższa niż 0,01 pu, zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631;
 - (iii) w następstwie skokowej zmiany napięcia 90 % zmiany generowanej mocy biernej zostaje osiągnięte w granicach czasów i tolerancji wynikających z art. 21 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631.
5. W odniesieniu do testu w zakresie trybu regulacji mocy biernej:
- a) należy wykazać zdolność modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do pracy w trybie regulacji mocy biernej, zgodnie z warunkami określonymi w art. 21 ust. 3 lit. d) ppkt (iii) rozporządzenia (UE) 2016/631;
 - b) test w zakresie trybu regulacji mocy biernej ma charakter uzupełniający względem testu w zakresie zdolności do generacji mocy biernej;
 - c) test w zakresie trybu regulacji mocy biernej stosuje się do weryfikacji następujących parametrów:
 - (i) zakres nastawy i skok mocy biernej;
 - (ii) dokładność regulacji;
 - (iii) czas uruchomienia mocy biernej;
 - d) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) zakres nastawy i skok mocy biernej są zapewniane zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631;
 - (ii) dokładność regulacji jest zgodna z warunkami, o których mowa w art. 21 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631.
6. W odniesieniu do testu w zakresie trybu regulacji współczynnika mocy:
- a) należy wykazać zdolność modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do pracy w trybie regulacji współczynnika mocy zgodnie z warunkami określonymi w art. 21 ust. 3 lit. d) ppkt (iv) rozporządzenia (UE) 2016/631;
 - b) test w zakresie trybu regulacji współczynnika mocy stosuje się do weryfikacji następujących parametrów:
 - (i) zakres nastawy współczynnika mocy;
 - (ii) dokładność regulacji;
 - (iii) odpowiedź mocy biernej spowodowana skokową zmianą mocy czynnej;

- c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
- (i) zakres nastawy i skok współczynnika mocy są zapewniane zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631;
 - (ii) czas uruchomienia mocy biernej w wyniku skokowej zmiany mocy czynnej nie przekracza wymogu wynikającego z art. 21 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631;
 - (iii) dokładność regulacji jest zgodna z wartością, o której mowa w art. 21 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2016/631.
7. W odniesieniu do testów wskazanych w ust. 4, 5 i 6 właściwy OSP może wybrać tylko dwie z trzech opcji regulacji na potrzeby testów.
8. W odniesieniu do odpowiedzi w trybie LFSM-O modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego testy przeprowadza się zgodnie z art. 47 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2016/631.
9. W odniesieniu do odpowiedzi w trybie LFSM-U modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego testy przeprowadza się zgodnie z art. 48 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2016/631.
10. W odniesieniu do możliwości regulacji mocy czynnej modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego testy przeprowadza się zgodnie z art. 48 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2016/631.
11. W odniesieniu do odpowiedzi w trybie FSM modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego testy przeprowadza się zgodnie z art. 48 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2016/631.
12. W odniesieniu do regulacji odbudowy częstotliwości modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego testy przeprowadza się zgodnie z art. 45 ust. 5 rozporządzenia (UE) 2016/631.
13. W odniesieniu do szybkiej odpowiedzi sygnałowej modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego test uznaje się za zaliczony, jeżeli moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego może wykazać swoją odpowiedź w czasie określonym w art. 39 ust. 1 lit. a).
14. W odniesieniu do testów dotyczących modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, jeżeli sieć prądu przemiennego pracuje z częstotliwością inną niż częstotliwość znamionowa 50 Hz, właściwy OSP musi uzgodnić z właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego wymagane testy zgodności.

ROZDZIAŁ 3

Symulacje zgodności

Artykuł 73

Symulacje zgodności dla systemów HVDC

1. Zamiast części poniższych symulacji można wykorzystać certyfikaty sprzętu, pod warunkiem przedstawienia ich właściwemu operatorowi systemu.
2. W odniesieniu do symulacji w zakresie wprowadzenia szybkiego prądu zwarciovego:
 - a) właściciel jednostki przekształtnikowej HVDC lub właściciel stacji przekształtnikowej HVDC przeprowadza symulację wprowadzenia szybkiego prądu zwarciovego w warunkach określonych w art. 19;
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana została zgodność z wymogami wynikającymi z art. 19.

3. W odniesieniu do symulacji w zakresie zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia:
 - a) właściciel systemu HVDC przeprowadza symulację zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia w warunkach określonych w art. 25; oraz
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana została zgodność z wymogami wynikającymi z art. 25.
4. W odniesieniu do symulacji w zakresie pozwarciovego odtworzenia mocy czynnej:
 - a) właściciel systemu HVDC przeprowadza symulację zdolności do pozwarciovego odtworzenia mocy czynnej w warunkach określonych w art. 26;
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana została zgodność z wymogami wynikającymi z art. 26.
5. W odniesieniu do symulacji w zakresie zdolności do generacji mocy biernej:
 - a) właściciel jednostki przekształtnikowej HVDC lub właściciel stacji przekształtnikowej HVDC przeprowadza symulację zdolności do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej w warunkach określonych w art. 20 ust. 2–4;
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) model symulacyjny jednostki przekształtnikowej HVDC lub stacji przekształtnikowej HVDC jest zatwierdzony w oparciu o testy zgodności w zakresie zdolności do generacji mocy biernej, o których mowa w art. 71;
 - (ii) wykazana zostaje zgodność z wymogami, o których mowa w art. 20 ust. 2–4.
6. W odniesieniu do symulacji w zakresie regulacji tłumienia oscylacji mocy:
 - a) właściciel systemu HVDC musi wykazać skuteczność swojego układu regulacji (funkcja POD) w zakresie tłumienia oscylacji mocy w warunkach określonych w art. 30;
 - b) zmiana ustawień musi zapewniać lepsze tłumienie właściwej odpowiedzi mocy czynnej w przypadku systemu HVDC z funkcją POD, w porównaniu do odpowiedzi mocy czynnej systemu HVDC bez funkcji POD;
 - c) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) funkcja POD powoduje tłumienie oscylacji mocy systemu HVDC w zakresie częstotliwości określonym przez właściwego OSP. Przedmiotowy zakres częstotliwości obejmuje częstotliwość trybu lokalnego systemu HVDC i oczekiwane oscylacje sieci; oraz
 - (ii) zmiana transferu mocy czynnej systemu HVDC, jak określił właściwy OSP, nie prowadzi do niewytłumionych oscylacji mocy czynnej lub mocy biernej systemu HVDC.
7. W odniesieniu do symulacji modyfikacji mocy czynnej w przypadku zakłócenia:
 - a) właściciel systemu HVDC przeprowadza symulację zdolności do szybkiej modyfikacji mocy czynnej zgodnie z art. 13 ust. 1 lit. b); oraz
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) system HVDC wykazał stabilną pracę w trakcie występowania ustalonej wcześniej sekwencji wahań mocy czynnej;
 - (ii) czas zwłoki początkowej dla korekty mocy czynnej jest krótszy niż wartość określona w art. 13 ust. 1 lit. b) lub racjonalnie uzasadniony, jeżeli jest dłuższy.

8. W odniesieniu do symulacji w zakresie szybkiego odwracania mocy czynnej, stosownie do przypadku:
- a) właściciel systemu HVDC przeprowadza symulację zdolności do szybkiego odwrócenia mocy czynnej zgodnie z art. 13 ust. 1 lit. c);
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) system HVDC wykazał stabilną pracę;
 - (ii) czas korekty mocy czynnej jest krótszy niż wartość określona w art. 13 ust. 1 lit. c) lub racjonalnie uzasadniony, jeżeli jest dłuższy.

Artykuł 74

Symulacje zgodności dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz jednostek przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji

1. Moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego podlegają symulacjom zgodności wymienionym w niniejszym artykule. Zamiast części opisanych poniżej symulacji można wykorzystać certyfikaty sprzętu, pod warunkiem przedstawienia ich właściwemu operatorowi systemu.
2. W odniesieniu do symulacji w zakresie wprowadzenia szybkiego prądu zwarcowego:
- a) właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przeprowadza symulację zdolności do wprowadzenia szybkiego prądu zwarcowego w warunkach określonych w art. 20 ust. 2 lit. b) rozporządzenia (UE) 2016/631; oraz
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana zostaje zgodność z wymogiem wynikającym z art. 20 ust. 2 lit. b) rozporządzenia (UE) 2016/631.
3. W odniesieniu do symulacji w zakresie pozwarcowego odtworzenia mocy czynnej:
- a) właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przeprowadza symulację zdolności do pozwarcowego odtworzenia mocy czynnej w warunkach określonych w art. 20 ust. 3 lit. a) rozporządzenia (UE) 2016/631; oraz
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana zostaje zgodność z wymogiem wynikającym z art. 20 ust. 3 lit. a) rozporządzenia (UE) 2016/631.
4. W odniesieniu do symulacji zdolności modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego do generacji mocy biernej:
- a) właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przeprowadza symulację zdolności do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej w warunkach określonych w art. 40 ust. 2; oraz
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - (i) model symulacyjny modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego jest zatwierdzony w oparciu o testy zgodności w zakresie zdolności do generacji mocy biernej, o których mowa w art. 72 ust. 2;
 - (ii) wykazana zostaje zgodność z wymogami, o których mowa w art. 40 ust. 2.
5. W odniesieniu do symulacji w zakresie zdolności jednostek przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji do generacji mocy biernej:
- a) właściciel jednostki przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji lub właściciel stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji przeprowadza symulację zdolności do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej w warunkach określonych w art. 48 ust. 2; oraz

- b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
- (i) model symulacyjny jednostki przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji lub stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji jest zatwierdzony w oparciu o testy zgodności w zakresie zdolności do generacji mocy biernej, o których mowa w art. 72 ust. 3;
 - (ii) wykazana zostaje zgodność z wymogami, o których mowa w art. 48 ust. 2.
6. W odniesieniu do symulacji w zakresie regulacji tłumienia oscylacji mocy:
- a) właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przeprowadza symulację zdolności do tłumienia oscylacji mocy w warunkach, o których mowa w art. 21 ust. 3 lit. f) rozporządzenia (UE) 2016/631; oraz
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli model wykazuje zgodność z warunkami określonymi w art. 21 ust. 3 lit. f) rozporządzenia (UE) 2016/631.
7. W odniesieniu do symulacji w zakresie zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia:
- a) właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przeprowadza symulację zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia w warunkach, o których mowa w art. 16 ust. 3 lit. a) rozporządzenia (UE) 2016/631;
 - b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli model wykazuje zgodność z warunkami określonymi w art. 16 ust. 3 lit. a) rozporządzenia (UE) 2016/631.

ROZDZIAŁ 4

Niewiążące wytyczne oraz monitorowanie wdrożenia

Artykuł 75

Niewiążące wytyczne dotyczące wdrożenia

1. Nie później niż sześć miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia ENTSO energii elektrycznej sporządza, a następnie co dwa lata przedstawia niewiążące pisemne wytyczne dla swoich członków i innych operatorów systemów dotyczące elementów niniejszego rozporządzenia wymagających podjęcia decyzji krajowych. ENTSO energii elektrycznej publikuje te wytyczne na swojej stronie internetowej.
2. ENTSO energii elektrycznej konsultuje się z zainteresowanymi stronami przy przedstawianiu niewiążących wytycznych.
3. Niewiążące wytyczne wyjaśniają kwestie techniczne, warunki i współzależności, które należy uwzględnić przy spełnianiu wymogów niniejszego rozporządzenia na szczeblu krajowym.

Artykuł 76

Monitorowanie

1. ENTSO energii elektrycznej monitoruje wdrażanie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 8 ust. 8 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Monitorowanie obejmuje w szczególności następujące kwestie:
 - a) identyfikację wszelkich rozbieżności w wykonywaniu niniejszego rozporządzenia na szczeblu krajowym;
 - b) ocenę, czy wybór wartości i zakresów w wymogach mających zastosowanie do systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego na mocy niniejszego rozporządzenia pozostaje uzasadniony.

2. Agencja, we współpracy z ENTSO energii elektrycznej, sporządza w terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wykaz istotnych informacji, które mają być przekazane Agencji przez ENTSO energii elektrycznej zgodnie z art. 8 ust. 9 oraz art. 9 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Wykaz istotnych informacji może być aktualizowany. ENTSO energii elektrycznej prowadzi kompleksowe archiwum danych w postaci cyfrowej w znormalizowanym formacie, obejmujące informacje wymagane przez Agencję.

3. Właściwi OSP przekazują ENTSO energii elektrycznej informacje wymagane do wykonywania zadań, o których mowa w ust. 1 i 2.

Na podstawie wniosku organu regulacyjnego OSD przekazują OSP informacje, o których mowa w ust. 2, chyba że organy regulacyjne, Agencja lub ENTSO energii elektrycznej otrzymali już te informacje w związku ze swoimi odpowiednimi zadaniami dotyczącymi monitorowania wdrożenia, przy czym celem jest uniknięcie dublowania informacji.

4. W przypadku, gdy ENTSO energii elektrycznej lub Agencja ustali obszary podlegające niniejszemu rozporządzeniu, w których – na podstawie rozwoju sytuacji na rynku lub doświadczenia zgromadzonego podczas stosowania niniejszego rozporządzenia – wskazana jest dalsza harmonizacja wymogów zgodnie z niniejszym rozporządzeniem w celu wspierania integracji rynku, proponuje projekty zmian niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 7 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 714/2009.

TYTUŁ VII

ODSTĘPSTWA

Artykuł 77

Uprawnienie do przyznawania odstępstw

1. Organy regulacyjne mogą na wniosek właściciela lub przyszłego właściciela systemu HVDC bądź modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, właściwego operatora systemu lub właściwego OSP przyznać właścicielom lub przyszłym właścicielom systemów HVDC bądź modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, właściwym operatorom systemów lub właściwym OSP odstępstwa od stosowania jednego lub większej liczby przepisów niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do nowych i istniejących systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, zgodnie z art. 78–82.

2. W przypadku, gdy jest to stosowne w danym państwie członkowskim, odstępstwa mogą być przyznawane lub cofane zgodnie z art. 78–81 przez organy inne niż organ regulacyjny.

Artykuł 78

Przepisy ogólne

1. Każdy organ regulacyjny, po konsultacji z właściwymi operatorami systemów i właścicielami systemów HVDC oraz właścicielami modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego i innymi zainteresowanymi stronami, na które jego zdaniem ma wpływ niniejsze rozporządzenie, określa kryteria przyznawania odstępstw na podstawie art. 79–81. Publikuje te kryteria na swojej stronie internetowej i powiadamia o nich Komisję w terminie dziewięciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Komisja może zobowiązać organ regulacyjny do zmiany takich kryteriów, jeżeli uzna, że nie są one zgodne z niniejszym rozporządzeniem. Powyższa możliwość przeglądu i zmiany kryteriów przyznawania odstępstw nie ma wpływu na już przyznane odstępstwa, które obowiązują do przewidzianej daty wygaśnięcia określonej w decyzji w sprawie przyznania odstępstwa.

2. Jeżeli organ regulacyjny uzna, że jest to konieczne ze względu na zmianę okoliczności związaną z zachodzącymi zmianami wymogów dotyczących systemu, może nie częściej niż raz w roku dokonać przeglądu i zmiany kryteriów przyznawania odstępstw zgodnie z ust. 1. Żadne zmiany kryteriów nie mają zastosowania do odstępstw, o które złożono już wnioski.

3. Organ regulacyjny może postanowić, że systemy HVDC i moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego, w odniesieniu do których został złożony wniosek o przyznanie odstępstwa zgodnie z art. 79–81, nie muszą spełniać wymogów niniejszego rozporządzenia, co do których ubiegano się o odstępstwo, od dnia złożenia wniosku do czasu wydania decyzji przez organ regulacyjny.

Artykuł 79

Wniosek o przyznanie odstępstwa składany przez właściciela systemu HVDC lub właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego

1. Właściciele bądź przyszli właściciele systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego mogą wnioskować o odstępstwo od jednego lub kilku przepisów niniejszego rozporządzenia.
2. Wniosek o przyznanie odstępstwa należy składać do właściwego operatora systemu i musi on obejmować:
 - a) dane identyfikacyjne właściciela bądź przyszłego właściciela systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz dane osoby do kontaktów;
 - b) opis systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, dla którego występuje się o przyznanie odstępstwa;
 - c) odniesienie do przepisów niniejszego rozporządzenia, których dotyczy wniosek o przyznanie odstępstwa, oraz szczegółowy opis wnioskowanego odstępstwa;
 - d) szczegółowe uzasadnienie, wraz z odpowiednimi dokumentami potwierdzającymi, oraz analizę kosztów i korzyści zgodnie z wymogami art. 66;
 - e) dowód, że wnioskowane odstępstwo nie będzie miało niekorzystnego wpływu na transgraniczny obrót energią;
 - f) w przypadku modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, który jest przyłączony do jednej stacji przekaźnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji lub większej ich liczby, dowód, że odstępstwo nie będzie miało wpływu na stację przekaźnikową, albo zgodę właściciela stacji przekaźnikowej na proponowane odstępstwo.
3. W terminie dwóch tygodni od otrzymania wniosku o przyznanie odstępstwa, właściwy operator systemu potwierdza właścicielowi bądź przyszłemu właścicielowi systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, czy wniosek jest kompletny. Jeżeli właściwy operator systemu uważa, że wniosek jest niekompletny, właściciel lub przyszły właściciel systemu HVDC bądź modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przedstawia dodatkowe wymagane informacje w terminie jednego miesiąca od otrzymania wniosku o dodatkowe informacje. Jeżeli właściciel bądź przyszły właściciel systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego nie dostarczy wymaganych informacji w tym terminie, wniosek o przyznanie odstępstwa uważa się za wycofany.
4. Właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP oraz wszystkimi sąsiednimi OSD, na których odstępstwo miałyby wpływ, dokonuje oceny wniosku o przyznanie odstępstwa i przedstawionej analizy kosztów i korzyści, z uwzględnieniem kryteriów określonych przez organ regulacyjny na podstawie art. 78.
5. Jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa dotyczy systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączonego do systemu dystrybucyjnego, w tym zamkniętego systemu dystrybucyjnego, ocenie dokonywanej przez właściwego operatora systemu musi towarzyszyć ocena wniosku o przyznanie odstępstwa dokonywana przez właściwego OSP. Właściwy OSP przedstawia swoją ocenę w terminie dwóch miesięcy od otrzymania wniosku w tej sprawie od właściwego operatora systemu.
6. W terminie sześciu miesięcy od otrzymania wniosku o przyznanie odstępstwa, właściwy operator systemu przekazuje wniosek organowi regulacyjnemu i przedstawia ocenę(-y) przygotowaną(-e) zgodnie z ust. 4 i 5. Okres ten może zostać przedłużony o jeden miesiąc, jeżeli właściwy operator systemu potrzebuje dodatkowych informacji od właściciela bądź przyszłego właściciela systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, oraz o dwa miesiące, jeżeli właściwy operator systemu wystąpi do właściwego OSP o przedstawienie oceny wniosku o przyznanie odstępstwa.

7. Organ regulacyjny podejmuje decyzję w sprawie wniosku o przyznanie odstępstwa w terminie sześciu miesięcy od dnia następującego po otrzymaniu przez niego wniosku. Termin ten przed swoim upływem może zostać przedłużony o trzy miesiące, jeżeli organ regulacyjny potrzebuje dodatkowych informacji od właściciela bądź przyszłego właściciela systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego lub od innych zainteresowanych stron. Bieg dodatkowego terminu rozpoczyna się z chwilą otrzymania kompletnych informacji.
8. Właściciel bądź przyszły właściciel systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przedstawia wszelkie dodatkowe informacje wymagane przez organ regulacyjny w terminie dwóch miesięcy od otrzymania takiego żądania. Jeżeli właściciel lub przyszły właściciel systemu HVDC bądź modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego nie dostarczy wymaganych informacji w tym terminie, wniosek o przyznanie odstępstwa uważa się za wycofany, chyba że przed upływem terminu:
- organ regulacyjny postanowi o jego przedłużeniu; lub
 - właściciel bądź przyszły właściciel systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego poinformuje organ regulacyjny, że wniosek o przyznanie odstępstwa jest kompletny, przedstawiając uzasadnioną opinię.
9. Organ regulacyjny wydaje uzasadnioną decyzję w sprawie wniosku o przyznanie odstępstwa. Jeżeli organ regulacyjny przyznaje odstępstwo, musi określić czas jego obowiązywania.
10. Organ regulacyjny powiadamia o swojej decyzji właściciela bądź przyszłego właściciela systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, właściwego operatora systemu i właściwego OSP.
11. Organ regulacyjny może cofnąć decyzję przyznającą odstępstwo, jeżeli okoliczności i zasadnicze powody przyznania odstępstwa nie mają już zastosowania lub na podstawie uzasadnionego zalecenia Komisji lub Agencji zgodnie z art. 83 ust. 2.

Artykuł 80

Wniosek o przyznanie odstępstwa składany przez właściwego operatora systemu lub właściwego OSP

- Właściwi operatorzy systemów lub właściwi OSP mogą występować o przyznanie odstępstwa dla kategorii systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, jakie są lub mają zostać przyłączone do ich sieci.
- Właściwi operatorzy systemów lub właściwi OSP składają swoje wnioski o przyznanie odstępstwa organowi regulacyjnemu. Każdy wniosek o przyznanie odstępstwa musi zawierać:
 - dane identyfikacyjne właściwego operatora systemu lub właściwego OSP oraz osoby odpowiedzialnej za kontakty;
 - opis systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, których dotyczy wniosek o przyznanie odstępstwa, oraz całkowitą moc zainstalowaną i liczbę systemów HVDC lub modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego;
 - wymóg(-ogi) niniejszego rozporządzenia, którego(-ych) dotyczy wniosek o przyznanie odstępstwa, wraz ze szczegółowym opisem wnioskowanego odstępstwa;
 - szczegółowe uzasadnienie wraz ze wszystkimi odpowiednimi dokumentami potwierdzającymi;
 - dowód, że wnioskowane odstępstwo nie będzie miało niekorzystnego wpływu na transgraniczny obrót energią;
 - analizę kosztów i korzyści zgodną z wymogami art. 66. W stosownych przypadkach analiza kosztów i korzyści musi zostać przeprowadzona w porozumieniu z właściwym OSP i każdym sąsiednim OSD.
- Jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa składany jest przez właściwego OSD lub OZSD, organ regulacyjny występuje – w terminie dwóch tygodni od dnia następującego po otrzymaniu wniosku – do właściwego OSP o dokonanie oceny wniosku o przyznanie odstępstwa w świetle kryteriów określonych przez organ regulacyjny zgodnie z art. 78.

4. W terminie dwóch tygodni od dnia następującego po otrzymaniu takiego wniosku o dokonanie oceny, właściwy OSP potwierdza właściwemu OSD lub OZSD, czy wniosek o przyznanie odstępstwa jest kompletny. Jeżeli właściwy OSP uważa, że wniosek jest niekompletny, właściwy OSD lub OZSD przedstawia dodatkowe wymagane informacje w terminie jednego miesiąca od otrzymania wniosku o dodatkowe informacje.

5. W terminie sześciu miesięcy od otrzymania wniosku o przyznanie odstępstwa właściwy OSP przekazuje organowi regulacyjnemu swoją ocenę, łącznie z wszelką istotną dokumentacją. Wspomniany termin sześciu miesięcy może zostać przedłużony o jeden miesiąc, jeżeli właściwy OSP potrzebuje dodatkowych informacji od właściwego OSD lub od właściwego OZSD.

6. Organ regulacyjny podejmuje decyzję w sprawie wniosku o przyznanie odstępstwa w terminie sześciu miesięcy od dnia następującego po otrzymaniu przez niego wniosku. Jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa jest składany przez właściwego OSD lub OZSD, termin sześciu miesięcy biegnie od dnia następującego po otrzymaniu oceny dokonywanej przez właściwego OSP na podstawie ust. 5.

7. Termin sześciu miesięcy, o którym mowa w ust. 6, może przed jego upływem zostać przedłużony o dodatkowe trzy miesiące, jeżeli organ regulacyjny wystąpi o udzielenie dodatkowych informacji przez właściwego operatora systemu wnioskującego o przyznanie odstępstwa lub przez inne zainteresowane strony. Bieg tego dodatkowego terminu rozpoczyna się w dniu następującym po dniu otrzymania kompletnych informacji.

Właściwy operator systemu przedstawia wszelkie dodatkowe informacje wymagane przez organ regulacyjny w terminie dwóch miesięcy od daty wniosku. Jeżeli właściwy operator systemu nie dostarczy wymaganych dodatkowych informacji w tym terminie, wniosek o przyznanie odstępstwa uważa się za wycofany, chyba że przed upływem terminu:

a) organ regulacyjny postanowi o jego przedłużeniu; lub

b) właściwy operator systemu powiadomi organ regulacyjny, że wniosek o przyznanie odstępstwa jest kompletny, przedstawiając uzasadnioną opinię.

8. Organ regulacyjny wydaje uzasadnioną decyzję w sprawie wniosku o przyznanie odstępstwa. Jeżeli organ regulacyjny przyznaje odstępstwo, musi określić czas jego obowiązywania.

9. Organ regulacyjny powiadamia o swojej decyzji właściwego operatora systemu wnioskującego o przyznanie odstępstwa, właściwego OSP oraz Agencję.

10. Organy regulacyjne mogą ustanowić dodatkowe wymogi dotyczące przygotowywania wniosków o przyznanie odstępstw przez właściwych operatorów systemów. W tym celu organy regulacyjne uwzględniają rozróżnienie między systemem przesyłowym i systemem dystrybucyjnym na szczeblu krajowym oraz przeprowadzają konsultacje z operatorami systemów, właścicielami systemów HVDC, właścicielami modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego i zainteresowanymi stronami, w tym producentami.

11. Organ regulacyjny może cofnąć decyzję przyznającą odstępstwo, jeżeli okoliczności i zasadnicze powody przyznania odstępstwa nie mają już zastosowania lub na podstawie uzasadnionego zalecenia Komisji lub Agencji zgodnie z art. 83 ust. 2.

Artykuł 81

Wniosek o przyznanie odstępstw od przepisów tytułu III ze strony właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego

1. Wniosek o przyznanie odstępstwa od przepisów art. 40 ust. 1 lit. b) i c), art. 40 ust. 2 lit. a) i b) oraz art. 41–45 nie podlega przepisom art. 79 ust. 2 lit. d) i e), jeżeli dotyczy modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, który ma lub będzie miał jedno przyłączenie do jednego obszaru synchronicznego.

2. Organ regulacyjny może nałożyć dowolne warunki w odniesieniu do decyzji dotyczącej wniosku o przyznanie odstępstwa, o którym mowa w ust. 1. Mogą one obejmować warunek, że jeśli przyłączenie rozwinie się w sieć wieloterminową, lub jeśli w tym samym punkcie zostanie przyłączony kolejny moduł parku energii, organ regulacyjny podda odstępstwo ocenie lub odstępstwo wygaśnie. Podejmując decyzję w sprawie wniosku o przyznanie odstępstwa, organ regulacyjny bierze pod uwagę potrzebę zoptymalizowania konfiguracji pomiędzy modułem parku energii z podłączeniem prądu stałego i stacją przekształtnikową HVDC w oddalonej lokalizacji, a także uzasadnione oczekiwania właściciela modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego.

Artykuł 82

Rejestr odstępstw od wymogów niniejszego rozporządzenia

1. Organy regulacyjne prowadzą rejestr wszystkich odstępstw, które przyznały lub których przyznania odmówiły, oraz przekazują Agencji aktualny i skonsolidowany rejestr co najmniej raz na sześć miesięcy, a jego kopię dostarczają ENTSO energii elektrycznej.
2. Rejestr zawiera w szczególności:
 - a) wymóg(-ogi), w odniesieniu do którego(-ych) przyznano odstępstwo lub odmówiono jego przyznania;
 - b) treść odstępstwa;
 - c) powody przyznania lub odmowy odstępstwa;
 - d) skutki przyznania odstępstwa.

Artykuł 83

Monitorowanie odstępstw

1. Agencja monitoruje procedurę przyznawania odstępstw we współpracy z organami regulacyjnymi lub właściwymi organami państw członkowskich. Organy regulacyjne lub właściwe organy państw członkowskich przekazują Agencji wszystkie niezbędne w tym celu informacje.
2. Agencja może wydać organowi regulacyjnemu uzasadnione zalecenie cofnięcia odstępstwa ze względu na brak jego uzasadnienia. Komisja może wydać organowi regulacyjnemu lub odpowiedniemu organowi państwa członkowskiego uzasadnione zalecenie cofnięcia odstępstwa ze względu na brak jego uzasadnienia.
3. Komisja może wystąpić do Agencji o przedłożenie sprawozdania na temat stosowania przepisów ust. 1 i 2 oraz o przedstawienie powodów wystąpienia lub niewystąpienia o cofnięcie odstępstw.

TYTUŁ VIII

PRZEPISY KOŃCOWE

Artykuł 84

Zmiana umów oraz warunków ogólnych

1. Organy regulacyjne zapewniają dostosowanie wszystkich istotnych klauzul w umowach oraz warunkach ogólnych dotyczących przyłączania do sieci nowych systemów HVDC i nowych modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego do wymogów niniejszego rozporządzenia.

2. Wszystkie istotne klauzule w umowach oraz istotne klauzule warunków ogólnych dotyczących przyłączenia do sieci istniejących systemów HVDC i istniejących modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, podlegających wszystkim lub niektórym wymogom niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 4 ust. 1, muszą zostać zmienione w celu zapewnienia ich zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia. Zmian w odpowiednich klauzulach dokonuje się w terminie trzech lat od decyzji organu regulacyjnego lub danego państwa członkowskiego podjętej zgodnie z art. 4 ust. 1.

3. Organy regulacyjne zapewniają zgodność krajowych umów między operatorami systemów oraz właścicielami nowych lub istniejących systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, podlegających niniejszemu rozporządzeniu, odnoszących się do wymogów dotyczących przyłączenia do sieci systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, w szczególności krajowych kodeksów sieci, z wymogami określonymi w niniejszym rozporządzeniu.

Artykuł 85

Systemy HVDC lub moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączone do obszarów synchronicznych lub obszarów regulacyjnych, na których nie obowiązuje prawodawstwo UE

1. Jeśli system HVDC, do którego mają zastosowanie przepisy niniejszego rozporządzenia, łączy obszary synchroniczne lub obszary regulacyjne z przynajmniej jednym obszarem synchronicznym lub obszarem regulacyjnym, który nie wchodzi w zakres stosowania prawodawstwa Unii, właściwy OSP lub, w stosownych przypadkach, właściciel systemu HVDC podejmuje starania o wdrożenie umowy, na mocy której właściciele systemów HVDC niemający prawnego obowiązku przestrzegania niniejszego rozporządzenia będą także współpracować w celu spełnienia jego wymogów.

2. Jeśli umowa, o której mowa w ust. 1, nie może zostać wdrożona, właściwy OSP lub, w stosownych przypadkach, właściciel systemu HVDC, dokłada wszelkich starań, by spełnić wymogi niniejszego rozporządzenia.

Artykuł 86

Wejście w życie

Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

Nie naruszając przepisów art. 4 ust. 2 lit. b), art. 5, art. 75, art. 76 i art. 78, stosowanie wymogów określonych w niniejszym rozporządzeniu rozpoczyna się trzy lata po jego publikacji.

Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 26 sierpnia 2016 r.

W imieniu Komisji
Jean-Claude JUNCKER
Przewodniczący

ZAŁĄCZNIK I

Zakresy częstotliwości, o których mowa w art. 11

Zakres częstotliwości	Czas pracy
47,0 Hz – 47,5 Hz	60 sekund
47,5 Hz – 48,5 Hz	określa każdy właściwy OSP, ale dłuższy niż czasy określone dla wytwarzania i odbioru według, odpowiednio, rozporządzenia (UE) 2016/631 i rozporządzenia (UE) 2016/1388 oraz dłuższy niż czasy przewidziane w art. 39 dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego
48,5 Hz – 49,0 Hz	określa każdy właściwy OSP, ale dłuższy niż czasy określone dla wytwarzania i odbioru według, odpowiednio, rozporządzenia (UE) 2016/631 i rozporządzenia (UE) 2016/1388 oraz dłuższy niż czasy przewidziane w art. 39 dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego
49,0 Hz – 51,0 Hz	nieograniczony
51,0 Hz – 51,5 Hz	określa każdy właściwy OSP, ale dłuższy niż czasy określone dla wytwarzania i odbioru według, odpowiednio, rozporządzenia (UE) 2016/631 i rozporządzenia (UE) 2016/1388 oraz dłuższy niż czasy przewidziane w art. 39 dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego
51,5 Hz – 52,0 Hz	określa każdy właściwy OSP, ale dłuższy niż czasy przewidziane w art. 39 dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

Tabela 1: Minimalne czasy, w których system HVDC musi być zdolny do pracy przy różnych częstotliwościach odbiegających od wartości znamionowej, bez odłączenia od sieci.

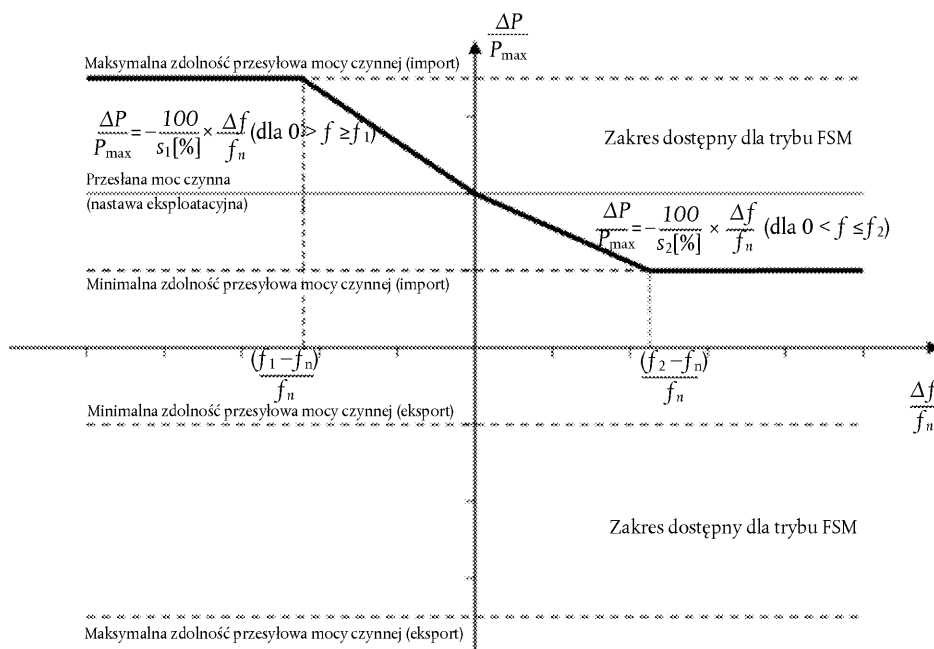
ZAŁĄCZNIK II

Wymogi mające zastosowanie do trybu FSM, trybu LFSM-O, trybu LFSM-U

A. Tryb FSM

1. Podczas działania w trybie FSM:

- a) system HVDC musi mieć zdolność do reagowania na odchylenia częstotliwości w każdej przyłączonej sieci prądu przemiennego poprzez dostosowywanie przesyłu mocy czynnej, jak to przedstawiono na rysunku 1, oraz zgodnie z parametrami określonymi przez każdego OSP w zakresach podanych w tabeli 2. Określone przez OSP parametry podlegają zgłoszeniu organowi regulacyjnemu. Warunki przedmiotowego zgłoszenia określa się zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi;
- b) dostosowanie odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej jest ograniczone przez minimalną zdolność przesyłową mocy czynnej HVDC i maksymalną zdolność przesyłową mocy czynnej HVDC systemu HVDC (w każdym kierunku);

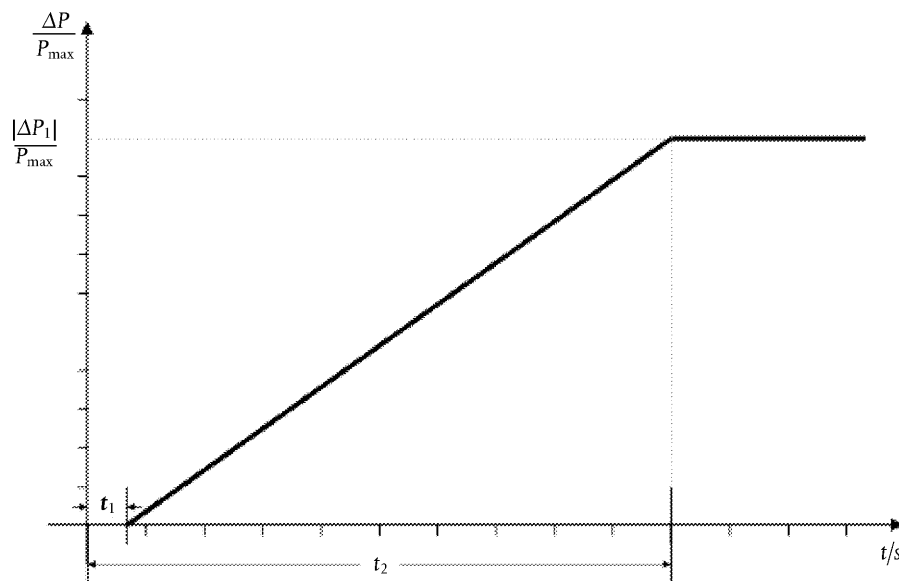


Rysunek 1: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemu HVDC w trybie FSM ilustrująca przypadek zerowej strefy nieczułości i niewrażliwości przy dodatniej wartości nastawy mocy czynnej (tryb importu). ΔP oznacza zmianę wyjściowej mocy czynnej systemu HVDC. f_n oznacza częstotliwość docelową w sieci prądu przemiennego, w której zapewnia się usługę regulacji pierwotnej, a Δf oznacza odchylenie częstotliwości w sieci prądu przemiennego, w której zapewnia się usługę regulacji pierwotnej.

Parametry	Zakresy wartości
strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej	0 – ±500mHz
statyzm s_1 (regulacja w górę)	minimum 0,1 %
statyzm s_2 (regulacja w dół)	minimum 0,1 %
niewrażliwość odpowiedzi częstotliwościowej	maksimum 30 mHz

Tabela 2: Parametry dotyczące odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w trybie FSM

- c) system HVDC musi mieć zdolność, po otrzymaniu dyspozycji od właściwego OSP, do dostosowania statyzmów do regulacji w górę i w dół, strefy nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej i zakresu roboczego wahań w ramach zakresu mocy czynnej dostępnego dla trybu FSM, określonego na rysunku 1, a bardziej ogólnie w granicach określonych w lit. a) i b). Powyższe wartości podlegają zgłoszeniu organowi regulacyjnemu. Warunki przedmiotowego zgłoszenia określa się zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi;
- d) w wyniku skokowej zmiany częstotliwości system HVDC musi mieć zdolność do dostosowania mocy czynnej do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej, określonej na rysunku 1, w taki sposób, aby odpowiedź:
- (i) była tak szybka, jak jest to technicznie wykonalne; oraz
 - (ii) znajdowała się na linii ciągłej lub powyżej linii ciągłej na rysunku 2, zgodnie z parametrami określonymi przez każdego właściwego OSP w zakresach zgodnych z tabelą 3:
- system HVDC musi mieć zdolność do regulacji generowanej mocy czynnej ΔP do limitu wyznaczonego przez zakres mocy czynnej żądany przez właściwego OSP zgodnie z czasami t_1 i t_2 według zakresów podanych w tabeli 3, gdzie t_1 oznacza zwłokę początkową, a t_2 oznacza czas pełnego uruchomienia. Wartości t_1 oraz t_2 są określane przez właściwego OSP i podlegają zgłoszeniu organowi regulacyjnemu. Warunki przedmiotowego zgłoszenia określa się zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi,
- jeśli zwłoka początkowa uruchomienia przekracza 0,5 s, właściciel systemu HVDC musi ją racjonalnie uzasadnić właściwemu OSP.



Rysunek 2: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemu HVDC. ΔP oznacza zmianę mocy czynnej wywołaną skokową zmianą częstotliwości.

Parametry	Czas
Maksymalna dopuszczalna zwłoka początkowa t_1	0,5 sekundy
Maksymalny dopuszczalny czas pełnego uruchomienia t_2 , chyba że właściwy OSP określił dłuższe czasy uruchomienia	30 sekund

Tabela 3: Parametry pełnego uruchomienia odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej, wynikającego ze skokowej zmiany częstotliwości.

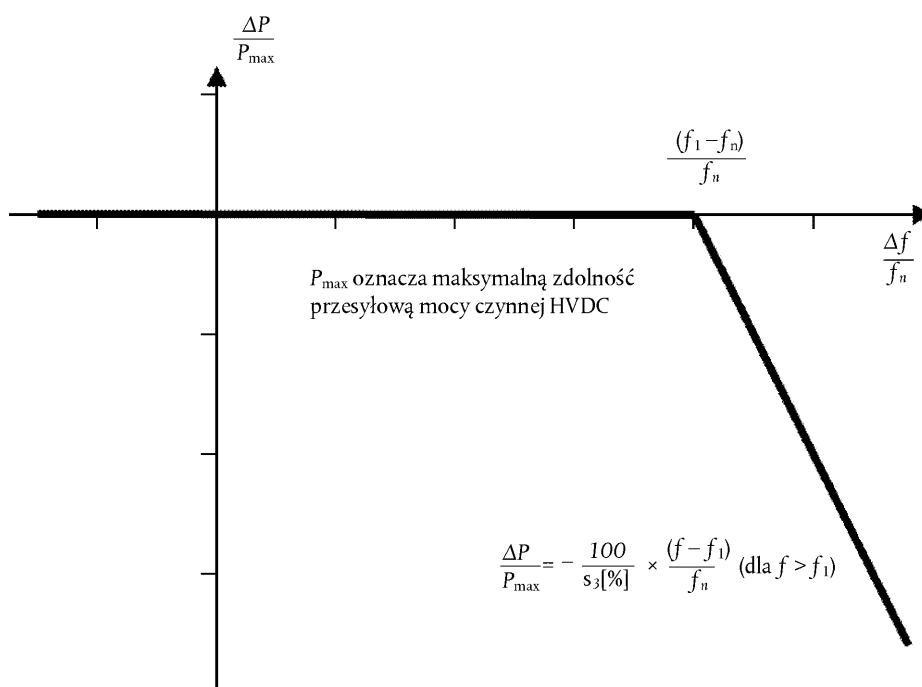
- e) w przypadku systemów HVDC łączących różne obszary regulacyjne lub obszary synchroniczne, podczas działania w trybie FSM system HVDC musi mieć zdolność do regulacji pełnej odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w dowolnym momencie i w nieprzerwanym okresie;
- f) dopóki trwa odchylenie częstotliwości, regulacja mocy czynnej nie może mieć żadnego niekorzystnego wpływu na odpowiedź częstotliwościową mocy czynnej.

B. Tryb LFSM-O

1. Oprócz wymogów określonych w art. 11, do trybu LFSM-O mają zastosowanie poniższe wymogi:

- a) system HVDC musi mieć zdolność do regulacji odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej z siecią lub sieciami prądu przemiennego, zarówno w trakcie importu, jaki i eksportu, zgodnie z rysunkiem 3 przy progu częstotliwości f_1 wynoszącym od 50,2 Hz do 50,5 Hz włącznie, przy czym statyzm S_3 jest regulowany od 0,1 % w górę;
- b) system HVDC musi mieć zdolność do regulacji mocy czynnej w dół do poziomu minimalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC;
- c) system HVDC musi mieć zdolność do regulacji odpowiedzi częstotliwościowej mocy tak szybko, jak pozwalają na to możliwości techniczne, przy czym zwłokę początkową i czas pełnego uruchomienia określa właściwy OSP i zgłasza organowi regulacyjnemu zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi;
- d) system HVDC musi mieć zdolność do stabilnego działania w trakcie pracy w trybie LFSM-O. Jeżeli uruchomiono tryb LFSM-O, hierarchia funkcji regulacji musi być zorganizowana zgodnie z art. 35.

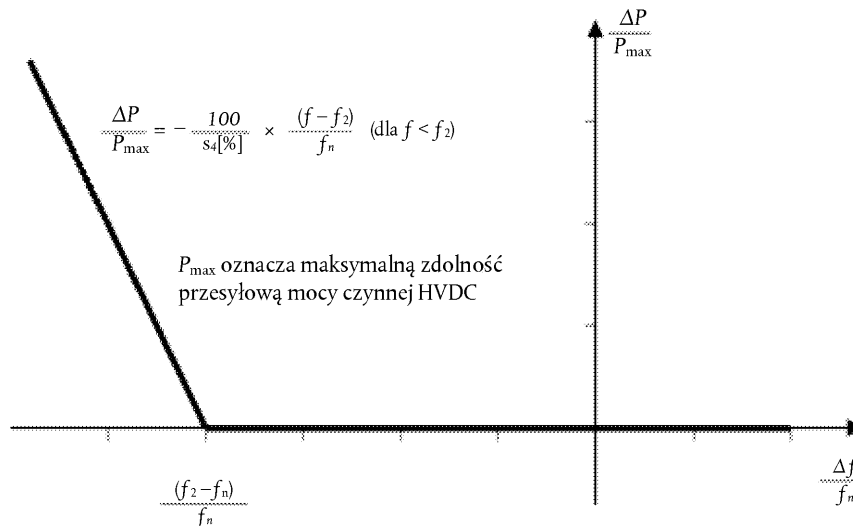
2. Próg częstotliwość i ustawienia statyzmu, o których mowa w ust. 1 lit. a), muszą być określone przez właściwego OSP i zgłoszone organowi regulacyjnemu zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi.



Rysunek 3: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemów HVDC w trybie LFSM-O. ΔP oznacza zmianę wyjściowej mocy czynnej systemu HVDC, tj. – w zależności od warunków pracy – zmniejszenie mocy importowanej albo zwiększenie mocy eksportowanej. f_n oznacza częstotliwość znamionową jednej lub wielu sieci prądu przemiennego, do których jest przyłączony system HVDC, a Δf oznacza zmianę częstotliwości w sieci lub sieciach prądu przemiennego, do których jest przyłączony system HVDC. Przy wzroście częstotliwości, gdy wartość f jest powyżej wartości f_1 , w systemie HVDC musi zostać obniżona moc czynna zgodnie z ustawieniem statyzmu.

C. Tryb LFSM-U

1. Oprócz wymogów określonych w art. 11, do trybu LFSM-U mają zastosowanie poniższe wymogi:
 - a) system HVDC musi mieć zdolność do regulacji odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej dla sieci prądu przemiennego, zarówno w trakcie importu, jaki i eksportu, zgodnie z rysunkiem 4 przy progu częstotliwości f_2 wynoszącym od 49,8 Hz do 49,5 Hz włącznie, przy czym statyzm S_4 jest regulowany od 0,1 % w górę;
 - b) w trybie LFSM-U system HVDC musi mieć zdolność do regulacji mocy czynnej w górę do poziomu swojej maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC;
 - c) odpowiedź częstotliwościowa mocy musi być uruchamiana tak szybko, jak pozwalają na to możliwości techniczne, przy czym zwłokę początkową i czas pełnego uruchomienia określa właściwy OSP i zgłasza organowi regulacyjnemu zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi;
 - d) system HVDC musi mieć zdolność do stabilnego działania w trakcie pracy w trybie LFSM-U. Jeżeli uruchomiono tryb LFSM-U, hierarchia trybów regulacji musi być zorganizowana zgodnie z art. 35.
2. Próg częstotliwości i ustawienia statyzmu, o których mowa w ust. 1 lit. a), muszą być określone przez właściwego OSP i zgłoszone organowi regulacyjnemu zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi.



Rysunek 4: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemów HVDC w trybie LFSM-U. ΔP oznacza zmianę generowanej mocy czynnej systemu HVDC, tj. – w zależności od stanu pracy – zmniejszenie mocy importowanej lub zwiększenie mocy eksportowanej. f_n oznacza częstotliwość znamionową jednej lub wielu sieci prądu przemiennego, do których jest przyłączony system HVDC, a Δf oznacza zmianę częstotliwości w sieci lub sieciach prądu przemiennego, do których jest przyłączony system HVDC. Przy spadkach częstotliwości, gdy wartość f wynosi poniżej f_2 , w systemie HVDC musi zostać zwiększona wyjściowa moc czynna zgodnie z wartością statyzmu s_4 .

ZAŁĄCZNIK III

Zakresy napięcia, o których mowa w art. 18

Obszar synchroniczny	Zakres napięcia	Czas pracy
Europa kontynentalna	0,85 pu – 1,118 pu	nieograniczony
	1,118 pu – 1,15 pu	określa każdy właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, ale nie mniej niż 20 minut
nordycki	0,90 pu – 1,05 pu	nieograniczony
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minut
Wielka Brytania	0,90 pu – 1,10 pu	nieograniczony
Irlandia i Irlandia Północna	0,90 pu – 1,118 pu	nieograniczony
bałtycki	0,85 pu – 1,118 pu	nieograniczony
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minut

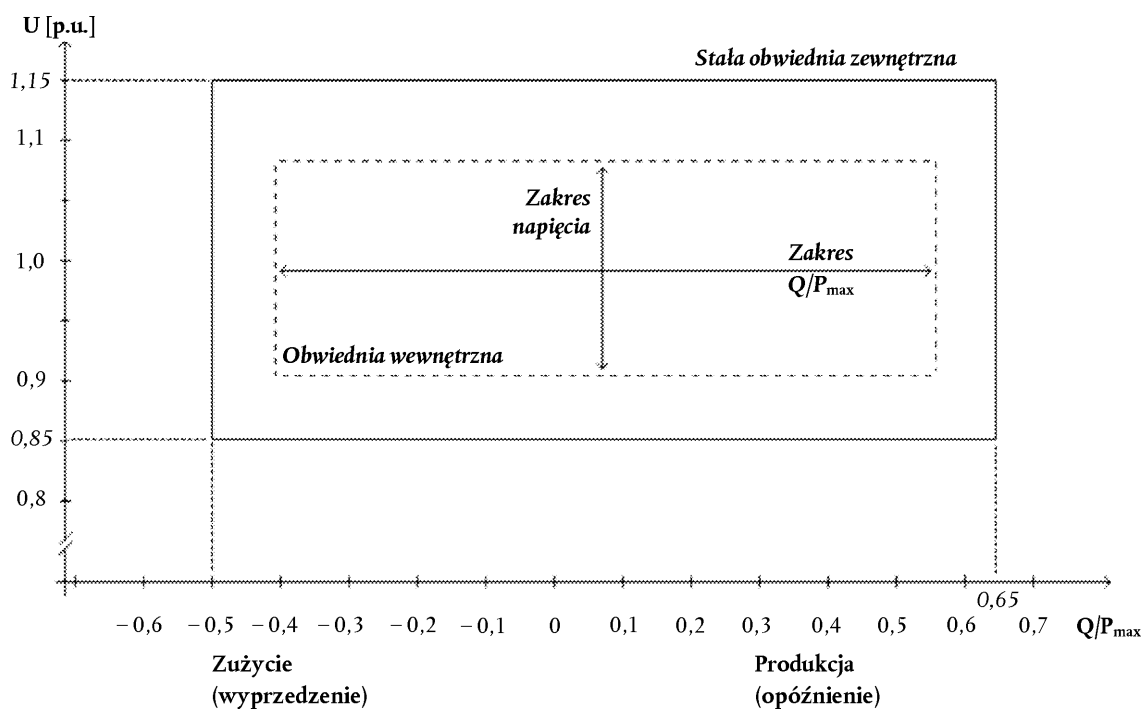
Tabela 4: Minimalne czasy, w których system HVDC musi mieć zdolność do pracy przy wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu w punktach przyłączenia, bez odłączenia od sieci. Niniejsza tabela ma zastosowanie w przypadku, gdy wartości bazowe napięcia dla jednostek względnych (pu) kształtują się w przedziale od 110 kV do 300 kV (niewłącznie).

Obszar synchroniczny	Zakres napięcia	Czas pracy
Europa kontynentalna	0,85 pu – 1,05 pu	nieograniczony
	1,05 pu – 1,0875 pu	określa każdy OSP, ale nie mniej niż 60 minut
	1,0875 pu – 1,10 pu	60 minut
nordycki	0,90 pu – 1,05 pu	nieograniczony
	1,05 pu – 1,10 pu	określa każdy OSP, ale nie więcej niż 60 minut
Wielka Brytania	0,90 pu – 1,05 pu	nieograniczony
	1,05 pu – 1,10 pu	15 minut
Irlandia i Irlandia Północna	0,90 pu – 1,05 pu	nieograniczony
bałtycki	0,88 pu – 1,097 pu	nieograniczony
	1,097 pu – 1,15 pu	20 minut

Tabela 5: Minimalne czasy, w których system HVDC musi mieć zdolność do pracy przy wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu w punktach przyłączenia, bez odłączenia od sieci. Niniejsza tabela ma zastosowanie w przypadku, gdy wartości bazowe napięcia dla jednostek względnych (pu) kształtują się w przedziale od 300 kV do 400 kV (włącznie).

ZAŁĄCZNIK IV

Wymogi dotyczące profilu U-Q/Pmax, o których mowa w art. 20



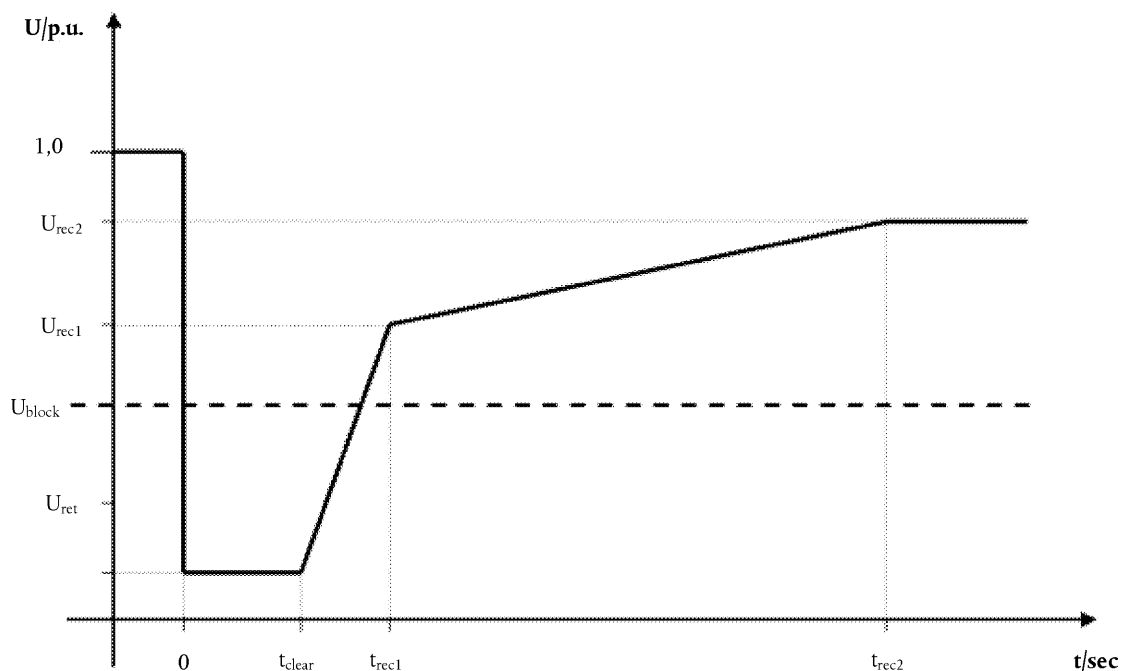
Rysunek 5: Na wykresie przedstawiono granice profilu U-Q/Pmax, gdzie U oznacza napięcie w punktach przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości do referencyjnej wartości 1 pu, a Q/Pmax oznacza stosunek mocy biernej do maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC. Położenie, wielkość i kształt obwiedni wewnętrznej są orientacyjne, a kształty inne niż prostokąt można stosować w granicach obwiedni wewnętrznej. W przypadku kształtów profili innych niż prostokątne zakres napięcia przedstawia najwyższe i najniższe punkty napięcia w tym kształcie. Taki profil nie spowodowałby udostępnienia pełnego zakresu mocy biernej w całym zakresie wartości napięcia w stanie ustalonym.

Obszar synchroniczny	Maksymalny zakres Q/Pmax	Maksymalny zakres poziomu napięcia (pu) w stanie ustalonym
Europa kontynentalna	0,95	0,225
nordycki	0,95	0,15
Wielka Brytania	0,95	0,225
Irlandia i Irlandia Północna	1,08	0,218
bałtycki	1,0	0,220

Tabela 6: Parametry obwiedni wewnętrznej na powyższym rysunku.

ZAŁĄCZNIK V

Przebieg napięcia w czasie, o którym mowa w art. 25



Rysunek 6: Profil pozostania w pracy podczas zwarcia stacji przekształtnikowej HVDC. Wykres przedstawia dolną wartość graniczną przebiegu napięcia w czasie w punkcie przyłączenia, wyrażoną jako stosunek rzeczywistej wartości i referencyjnej wartości 1 pu przed zwarcie, w trakcie zwarcia oraz po zwarcie. U_{ret} oznacza napięcie utrzymane w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia, t_{clear} oznacza moment, w którym usunięto zwarcie, U_{rec1} oraz t_{rec1} określają punkty dolnych wartości granicznych powrotu napięcia po usunięciu zwarcia. U_{block} oznacza napięcie blokujące w punkcie przyłączenia. Wartości czasu, o których mowa, są mierzone od momentu t_{fault} .

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
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}	$T_{rec1}-10,0$

Tabela 7: Parametry dotyczące rysunku 6 w zakresie zdolności stacji przekształtnikowej HVDC do pozostania w pracy podczas zwarcia.

ZAŁĄCZNIK VI

Zakresy częstotliwości i okresy, o których mowa w art. 39 ust. 2 lit. a)

Zakres częstotliwości	Czas pracy
47,0 Hz – 47,5 Hz	20 sekund
47,5 Hz – 49,0 Hz	90 minut
49,0 Hz – 51,0 Hz	nieograniczony
51,0 Hz – 51,5 Hz	90 minut
51,5 Hz – 52,0 Hz	15 minut

Tabela 8: Minimalne czasy dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz, w których moduł parku energii musi być zdolny do pracy przy różnych częstotliwościach odbiegających od wartości znamionowej, bez odłączenia od sieci.

ZAŁĄCZNIK VII

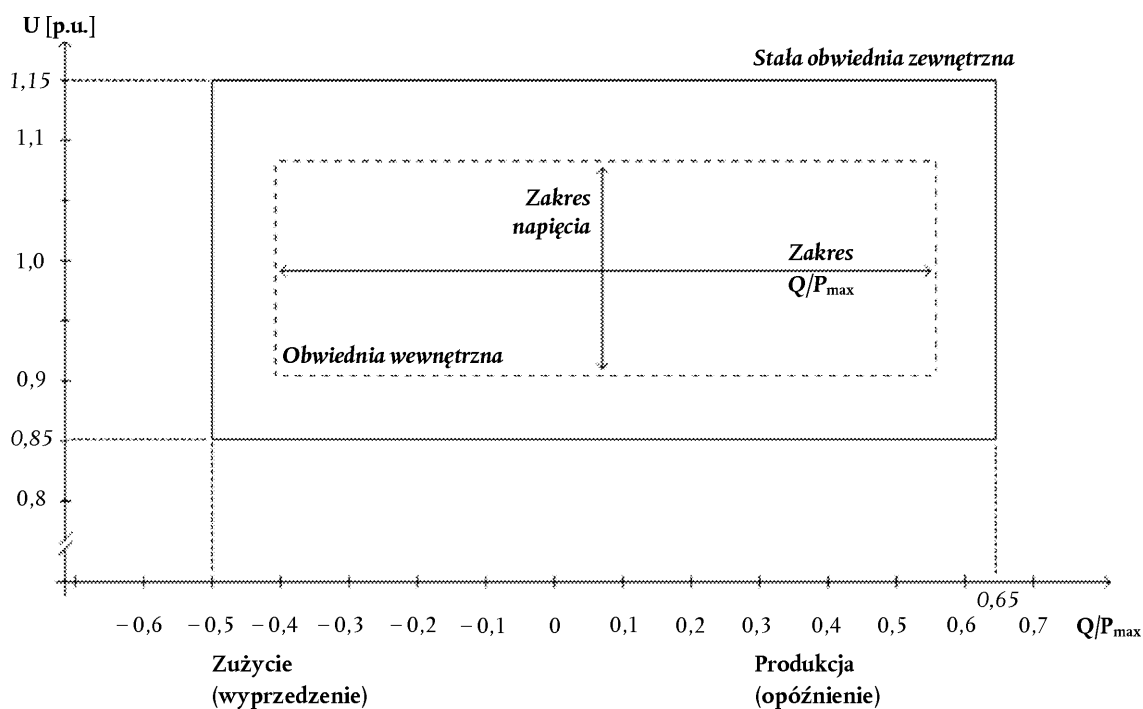
Zakresy napięcia i okresy, o których mowa w art. 40

Zakres napięcia	Czas pracy
0,85 pu – 0,90 pu	60 minut
0,90 pu – 1,10 pu	nieograniczony
1,10 pu – 1,118 pu	nieograniczony, chyba że właściwy operator systemu określił inaczej w porozumieniu z właściwym OSP
1,118 pu – 1,15 pu	określa właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP

Tabela 9: Minimalne czasy, w których moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi być zdolny do pracy przy różnych wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu bez odłączenia od sieci, w przypadku gdy wartości bazowe napięcia dla jednostek względnych kształtują się w przedziale od 110 kV do 300 kV (niewłącznie).

Zakres napięcia	Czas pracy
0,85 pu – 0,90 pu	60 minut
0,90 pu – 1,05 pu	nieograniczony
1,05 pu – 1,15 pu	Określa właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Można określić różne podzakresy zdolności do wytrzymania zmiany napięcia.

Tabela 10: Minimalne czasy, w których moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi być zdolny do pracy przy różnych wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu bez odłączenia od sieci, w przypadku gdy wartości bazowe napięcia dla jednostek względnych kształtują się w przedziale od 300 kV do 400 kV (włącznie).



Rysunek 7: Profil U-Q/Pmax modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w punkcie przyłączenia. Na wykresie przedstawiono granice profilu U-Q/Pmax napięcia w punkcie przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości do referencyjnej wartości 1 pu, w porównaniu ze stosunkiem mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax). Położenie, wielkość i kształt obwiedni wewnętrznej są orientacyjne, a kształty inne niż prostokąt można stosować w granicach obwiedni wewnętrznej. W przypadku kształtów profili innych niż prostokątne zakres napięcia przedstawia najwyższe i najniższe punkty napięcia. Taki profil nie spowodowałby udostępnienia pełnego zakresu mocy biernej w całym zakresie wartości napięcia w stanie ustalonym.

Zakres szerokości profilu Q/Pmax	Zakres poziomu napięcia (pu) w stanie ustalonym
0–0,95	0,1–0,225

Tabela 11: Maksymalny i minimalny zakres zarówno Q/Pmax, jak i poziomu napięcia w stanie ustalonym dla modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego

ZAŁĄCZNIK VIII

Wymogi dotyczące mocy biernej i napięcia, o których mowa w art. 48

Zakres napięcia	Czas pracy
0,85 pu – 0,90 pu	60 minut
0,90 pu – 1,10 pu	nieograniczony
1,10 pu – 1,12 pu	nieograniczony, chyba że właściwy operator systemu określi inaczej w porozumieniu z właściwym OSP
1,12 pu – 1,15 pu	określa właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP

Tabela 12: Minimalne czasy, w których stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi być zdolna do pracy przy różnych wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu bez odłączenia od sieci, w przypadku gdy wartości bazowe napięcia dla jednostek względnych kształtują się w przedziale od 110 kV do 300 kV (niewłącznie).

Zakres napięcia	Czas pracy
0,85 pu – 0,90 pu	60 minut
0,90 pu – 1,05 pu	nieograniczony
1,05 pu – 1,15 pu	określa właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP Można określić różne podzakresy zdolności do wytrzymania zmiany napięcia.

Tabela 13: Minimalne czasy, w których stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi być zdolna do pracy przy różnych wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu bez odłączenia od sieci, w przypadku gdy wartości bazowe napięcia dla jednostek względnych kształtują się w przedziale od 300 kV do 400 kV (włącznie).

Maksymalny zakres Q/Pmax	Maksymalny zakres poziomu napięcia (pu) w stanie ustalonym
0,95	0,225

Tabela 14: Maksymalny zakres zarówno Q/Pmax, jak i napięcia w stanie ustalonym dla stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji.