Dokument ten służy wyłącznie do celów informacyjnych i nie ma mocy prawnej. Unijne instytucje nie ponoszą żadnej odpowiedzialności za jego treść. Autentyczne wersje odpowiednich aktów prawnych, włącznie z ich preambułami, zostały opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej i są dostępne na stronie EUR-Lex. Bezpośredni dostęp do tekstów urzędowych można uzyskać za pośrednictwem linków zawartych w dokumencie

►B

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/631

z dnia 14 kwietnia 2016 r.

ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

(Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1)

sprostowane przez:

►C1 Sprostowanie, Dz.U. L 118 z 6.5.2019, s. 10 (2016/631)

►C2 Sprostowanie, Dz.U. L 90110 z 20.2.2024, s. 1 (2016/631)

▼B

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/631

z dnia 14 kwietnia 2016 r.

ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

TYTUŁ I

PRZEPISY OGÓLNE

Artykuł 1

Przedmiot

Niniejsze rozporządzenie ustanawia kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci zakładów wytwarzania energii, a mianowicie synchronicznych modułów wytwarzania energii, modułów parku energii oraz morskich modułów parku energii, do systemu wzajemnie połączonego. 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 ustanawia również obowiązki zapewniające właściwe wykorzystanie zdolności zakładów wytwarzania energii 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 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE ([1]), w art. 2 rozporządzenia (WE) nr 714/2009, w art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 ([2]), w art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 ([3]) oraz w art. 2 dyrektywy 2009/72/WE.

Zastosowanie mają ponadto następujące definicje:

1) „podmiot” oznacza organ regulacyjny, inny organ krajowy, operatora systemu bądź inny podmiot publiczny lub prywatny wyznaczony na podstawie przepisów krajowych;

([1]) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 1).

([2]) 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).

([3]) 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).

▼B

2) „obszar synchroniczny” oznacza obszar objęty działalnością wzajemnie połączonych synchronicznie OSP, taki jak obszary synchroniczne Europy kontynentalnej, Wielkiej Brytanii, Irlandii/Irlandii Północnej i nordycki oraz systemy energetyczne Litwy, Łotwy i Estonii, zwane razem „obszarem bałtyckim”, które wchodzą w skład większego obszaru synchronicznego;

3) „napięcie” oznacza różnicę potencjału elektrycznego pomiędzy dwoma punktami, mierzoną jako średnia kwadratowa wartość napięć międzyfazowych kolejności zgodnej przy częstotliwości podstawowej;

4) „moc pozorna” oznacza iloczyn napięcia i prądu przy częstotliwości podstawowej oraz – w przypadku systemów trójfazowych – pierwiastka kwadratowego z trzech, wyrażany zazwyczaj w kilowoltoamperach („kVA”) lub megawoltoamperach („MVA”);

5) „moduł wytwarzania energii” oznacza synchroniczny moduł wytwarzania energii albo moduł parku energii;

6) „zakład wytwarzania energii” oznacza zakład, który przekształca energię pierwotną w energię elektryczną i który składa się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci w co najmniej jednym punkcie przyłączenia;

7) „właściciel zakładu wytwarzania energii” oznacza osobę fizyczną lub osobę prawną będącą właścicielem zakładu wytwarzania energii;

8) „podstawowa instalacja wytwórcza” oznacza co najmniej jedno główne urządzenie konieczne do przetworzenia źródła energii pierwotnej na energię elektryczną;

9) „synchroniczny moduł wytwarzania energii” oznacza niepodzielny zestaw instalacji, który może wytwarzać energię elektryczną w taki sposób, że częstotliwość generowanego napięcia, prędkość wirowania generatora oraz częstotliwość napięcia sieciowego pozostają w stałej proporcji i są tym samym zsynchronizowane;

10) „dokument modułu wytwarzania energii” („PGMD”) oznacza dokument przedstawiany przez właściciela zakładu wytwarzania energii właściwemu operatorowi systemu w odniesieniu do modułu wytwarzania energii typu B lub C, potwierdzający, że wykazana została zgodność modułu wytwarzania energii z kryteriami technicznymi określonymi w niniejszym rozporządzeniu, a także dostarczający niezbędnych danych i poświadczeń, w tym poświadczenia zgodności;

11) „właściwy OSP” oznacza operatora systemu przesyłowego, na którego obszarze regulacyjnym moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, system dystrybucyjny lub system HVDC jest lub zostanie przyłączony(-a) do sieci pod dowolnym poziomem napięcia;

12) „sieć” oznacza obiekty i urządzenia połączone razem w celu przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;

13) „właściwy operator systemu” oznacza operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, do którego systemu jest lub zostanie przyłączony(-a) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, system dystrybucyjny lub system HVDC;

▼B

14) „umowa przyłączeniowa” oznacza umowę między właściwym operatorem systemu a właścicielem zakładu wytwarzania energii, właścicielem instalacji odbiorczej, operatorem systemu dystrybucyjnego lub właścicielem systemu HVDC, która obejmuje odpowiednie i szczegółowe wymogi techniczne dotyczące zakładu wytwarzania energii, instalacji odbiorczej, systemu dystrybucyjnego, przyłączenia systemu dystrybucyjnego lub systemu HVDC;

15) „punkt przyłączenia” oznacza miejsce, w którym moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, system dystrybucyjny lub system HVDC jest przyłączony(-a) do systemu przesyłowego, sieci morskiej, systemu dystrybucyjnego, w tym zamkniętego systemu dystrybucyjnego, lub systemu HVDC, jak określono w umowie przyłączeniowej;

16) „moc maksymalna” („Pmax”) oznacza maksymalną wartość mocy czynnej, którą moduł wytwarzania energii jest w stanie generować w sposób ciągły, pomniejszoną o każde zapotrzebowanie związane wyłącznie z pracą tego modułu wytwarzania energii i niewprowadzane do sieci, jak określono w umowie przyłączeniowej lub jak uzgodnili właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii;

17) „moduł parku energii” („PPM”) oznacza jednostkę lub zestaw jednostek wytwarzających energię elektryczną, która(-y) jest przyłączona(-y) do sieci w sposób niesynchroniczny lub poprzez układy energoelektroniki, i która(-y) ma również jeden punkt przyłączenia do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, w tym zamkniętego systemu dystrybucyjnego, lub systemu HVDC;

18) „morski moduł parku energii” oznacza moduł parku energii umiejscowiony na morzu i mający punkt przyłączenia na morzu;

19) „synchroniczna praca kompensatorowa” oznacza pracę prądnicy bez źródła napędu w celu dynamicznej regulacji napięcia poprzez produkcję lub absorpcję mocy biernej;

20) „moc czynna” oznacza składową czynną mocy pozornej przy częstotliwości podstawowej, wyrażany w watach lub ich wielokrotnościach, np. w kilowatach („kW”) lub megawatach („MW”);

21) „szczytowo-pompowy” oznacza cechę jednostki wodnej, w której woda może być podnoszona za pomocą pomp i przechowywana na potrzeby wykorzystania do wytwarzania energii elektrycznej;

22) „częstotliwość” oznacza wyrażaną w hercach częstotliwość elektryczną systemu, która jest utrzymywana we wszystkich częściach obszaru synchronicznego przy założeniu spójnej wartości dla systemu w przedziale czasowym rzędu sekund, przy jedynie nieznacznych różnicach między poszczególnymi lokalizacjami pomiarów. Jej wartość znamionowa wynosi 50 Hz;

23) „statyzm” oznacza wyrażany w procentach współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia;

24) „minimalny poziom regulacji” oznacza minimalną wartość mocy czynnej, jaką określono w umowie przyłączeniowej lub jaką uzgodnili właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii, do której można regulować moc czynną;

▼C2

25) „wartość zadana” oznacza wartość docelową dla każdego parametru stosowanego zazwyczaj w schematach działania układów sterowania i regulacji;

▼B

26) „polecenie” oznacza dowolną dyspozycję wydawaną przez operatora systemu, w ramach jego uprawnień, właścicielowi zakładu wytwarzania energii, właścicielowi instalacji odbiorczej, operatorowi systemu dystrybucyjnego lub właścicielowi systemu HVDC w celu wykonania danej czynności;

27) „wyłączone zwarcie” oznacza zwarcie, które zostaje pomyślnie usunięte według kryteriów planowania operatora systemu;

▼C2

28) „moc bierna” oznacza składową bierną mocy pozornej przy częstotliwości podstawowej, wyrażaną zazwyczaj w kilowarach („kvar”) lub megawarach („Mvar”);

▼B

29) „pozostanie w pracy podczas zwarcia” oznacza zdolność urządzenia elektrycznego do utrzymania się w pracy w sieci i działania w okresach niskiego napięcia w punkcie przyłączenia spowodowanych występującymi zwarciami;

30) „prądnica” oznacza urządzenie przetwarzające energię mechaniczną na energię elektryczną za pomocą wirującego pola magnetycznego;

31) „prąd” oznacza przepływ ładunku elektrycznego, mierzony jako średnia kwadratowa wartość prądu kolejności zgodnej przy częstotliwości podstawowej;

32) „stojan” oznacza część maszyny wirującej, która obejmuje stacjonarne części magnetyczne z ich odpowiednim uzwojeniem;

33) „inercja” oznacza właściwość wirującego ciała sztywnego, np. wirnika prądnicy, dzięki której utrzymuje ono swój stan jednolitego ruchu obrotowego i moment kątowy, o ile nie zostanie przyłożony zewnętrzny moment obrotowy;

▼C2

34) „inercja syntetyczna” oznacza zdolność modułu parku energii lub systemu HVDC do imitowania efektu inercji synchronicznego modułu wytwarzania energii do określonego poziomu parametrów pracy;

35) „regulacja częstotliwości” oznacza zdolność modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC do regulacji generowanej mocy czynnej w odpowiedzi na zmierzone odchylenie częstotliwości systemu od wartości zadanej w celu utrzymania stabilnej częstotliwości systemu;

▼B

36) „tryb FSM” oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmienia się w zależności od zmian częstotliwości systemu w sposób wspomagający przywrócenie częstotliwości docelowej;

37) „tryb LFSM-O” oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości systemu powyżej określonej wartości;

38) „tryb LFSM-U” oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zwiększa się w następstwie spadku częstotliwości systemu poniżej określonej wartości;

▼B

39) „strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej” oznacza stosowany celowo przedział częstotliwości, aby dezaktywować działanie regulacji częstotliwości w tym przedziale;

40) „niewrażliwość odpowiedzi częstotliwościowej” oznacza nieodłączną cechę systemu regulacji określoną jako minimalna wielkość zmiany częstotliwości lub sygnału wejściowego, która powoduje zmianę generowanej mocy lub sygnału wyjściowego;

41) „wykres zdolności P-Q” oznacza wykres przedstawiający zdolność do generacji mocy biernej modułu wytwarzania energii w funkcji zmieniającej się mocy czynnej w punkcie przyłączenia;

42) „stabilność w stanie ustalonym” oznacza zdolność sieciowego lub synchronicznego modułu wytwarzania energii do przywrócenia i utrzymania stabilnej pracy w następstwie niewielkiego zakłócenia;

43) „praca wyspowa” oznacza niezależną pracę całej sieci lub części sieci, która jest oddzielona po odłączeniu od systemu wzajemnie połączonego, mającej co najmniej jeden moduł wytwarzania energii lub system HVDC zasilający taką sieć i regulujące częstotliwość i napięcie;

44) „praca na potrzeby własne” oznacza pracę zapewniającą zdolność zakładów wytwarzania energii do dalszego zasilania odbiorów własnych w przypadku awarii sieci skutkujących odłączeniem modułów wytwarzania energii od sieci i ich przełączeniem na zasilanie potrzeb własnych;

45) „zdolność do rozruchu autonomicznego” oznacza zdolność modułu wytwarzania energii do uruchomienia ze stanu całkowitego wyłączenia za pomocą specjalnie przeznaczonego do tego celu źródła zasilania pomocniczego przy braku zasilania energią elektryczną spoza zakładu wytwarzania energii;

46) „upoważniony podmiot certyfikujący” oznacza podmiot, który wydaje certyfikaty sprzętu i dokumenty modułu wytwarzania energii i który otrzymał akredytację od krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 ([1]);

47) „certyfikat sprzętu” oznacza dokument wydawany przez upoważniony podmiot certyfikujący dla sprzętu używanego w module wytwarzania energii, jednostce odbiorczej, systemie dystrybucyjnym, instalacji odbiorczej lub systemie HVDC. W certyfikacie sprzętu określa się zakres jego ważności na poziomie krajowym lub na innym poziomie, na którym wybiera się określoną wartość z zakresu dopuszczonego na poziomie europejskim. W celu zastąpienia określonych części procesu weryfikacji spełnienia wymogów certyfikat sprzętu może uwzględniać modele potwierdzone rzeczywistymi wynikami testów;

48) „układ regulacji wzbudzenia” oznacza układ regulacji ze sprzężeniem zwrotnym, który obejmuje maszynę synchroniczną i jej układ wzbudzenia;

([1]) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiające wymagania w zakresie akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz.U. L 218 z 13.8.2008, s. 30).

▼B

49) „profil U-Q/Pmax” oznacza profil przedstawiający zdolność do generacji mocy biernej modułu wytwarzania energii lub stacji przekształtnikowej HVDC w funkcji zmieniającego się napięcia w punkcie przyłączenia;

50) „minimalny poziom mocy do stabilnej pracy” oznacza minimalną wartość mocy czynnej, jak określono w umowie przyłączeniowej lub jak uzgodnili właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii, przy której moduł wytwarzania energii może pracować w stabilny sposób przez nieograniczony czas;

51) „ogranicznik maksymalnego prądu wzbudzenia” oznacza ►C2 urządzenie sterowania i regulacji ◄ w automatycznym regulatorze napięcia, które zapobiega przeciążeniu wirnika prądnicy poprzez ograniczenie prądu wzbudzenia;

52) „ogranicznik niedowzbudzenia” oznacza ►C2 urządzenie sterowania i regulacji ◄ w automatycznym regulatorze napięcia, które zapobiega utracie przez prądnicę synchronizmu spowodowanej brakiem wzbudzenia;

▼C2

53) „automatyczny regulator napięcia” („AVR”) oznacza działające w sposób ciągły automatyczne urządzenie regulujące napięcie na zaciskach synchronicznego modułu wytwarzania energii poprzez porównanie rzeczywistego napięcia na zaciskach z wartością odniesienia oraz regulujące wartość wyjściową układu regulacji wzbudzenia;

▼B

54) „stabilizator systemu elektroenergetycznego” („PSS”) oznacza dodatkową funkcję AVR synchronicznego modułu wytwarzania energii, której celem jest tłumienie oscylacji mocy;

55) „szybki prąd zwarciowy” oznacza prąd wprowadzany przez moduł parku energii lub system HVDC w trakcie odchylenia napięcia lub po nim, które jest skutkiem zwarcia, w celu identyfikacji takiego zwarcia przez systemy zabezpieczeń sieci w jego wstępnej fazie, wspierania utrzymania napięcia systemu w późniejszej fazie zwarcia i przywrócenia napięcia systemu po usunięciu zwarcia;

56) „współczynnik mocy” oznacza współczynnik bezwzględnej wartości mocy czynnej do mocy pozornej;

57) „zbocze” oznacza stosunek zmiany napięcia, na podstawie napięcia referencyjnego 1 dla jednostek względnych (pu), do zmiany wejściowej wartości mocy biernej od poziomu zerowego do poziomu maksymalnej wartości mocy biernej, określonego na podstawie maksymalnej wartości mocy biernej;

58) „morski system przyłączenia do sieci” oznacza kompletne połączenie międzysystemowe między morskim punktem przyłączenia i systemem lądowym w punkcie połączenia międzysystemowego sieci lądowej;

59) „punkt połączenia międzysystemowego sieci lądowej” oznacza punkt, w którym morski system przyłączenia do sieci jest przyłączony do sieci lądowej właściwego operatora systemu;

60) „dokument instalacji” oznacza dokument o prostej strukturze, zawierający informacje o module wytwarzania energii typu A lub jednostce odbiorczej, dostosowanych do zmiany zapotrzebowania, przyłączonych pod napięciem mniejszym niż 1 000 V, potwierdzający jego/jej zgodność z odpowiednimi wymogami;

61) „poświadczenie zgodności” oznacza dokument dostarczany operatorowi systemu przez właściciela zakładu wytwarzania energii, właściciela instalacji odbiorczej, operatora systemu dystrybucyjnego lub właściciela systemu HVDC, określający aktualny stan w zakresie zgodności z odpowiednimi specyfikacjami i wymogami;

▼B

62) „ostateczne pozwolenie na użytkowanie” („FON”) oznacza pozwolenie wydawane przez właściwego operatora systemu dla właściciela zakładu wytwarzania energii, właściciela instalacji odbiorczej, operatora systemu dystrybucyjnego lub właściciela systemu HVDC spełniającego odpowiednie specyfikacje i wymogi, które zezwala im na eksploatację, odpowiednio, modułu wytwarzania energii, instalacji odbiorczej, systemu dystrybucyjnego lub systemu HVDC poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci;

63) „pozwolenie na podanie napięcia” („EON”) oznacza pozwolenie wydawane przez właściwego operatora systemu dla właściciela zakładu wytwarzania energii, właściciela instalacji odbiorczej, operatora systemu dystrybucyjnego lub właściciela systemu HVDC przed podaniem napięcia na jego sieć wewnętrzną;

64) „tymczasowe pozwolenie na użytkowanie” („ION”) oznacza pozwolenie wydawane przez właściwego operatora systemu dla właściciela zakładu wytwarzania energii, właściciela instalacji odbiorczej, operatora systemu dystrybucyjnego lub właściciela systemu HVDC, które zezwala im na eksploatację, odpowiednio, modułu wytwarzania energii, instalacji odbiorczej, systemu dystrybucyjnego lub systemu HVDC poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci przez ograniczony czas, a także na rozpoczęcie testów zgodności w celu zapewnienia zgodności z odpowiednimi specyfikacjami i wymogami;

65) „ograniczone pozwolenie na użytkowanie” („LON”) oznacza pozwolenie wydawane przez właściwego operatora systemu dla właściciela zakładu wytwarzania energii, właściciela instalacji odbiorczej, operatora systemu dystrybucyjnego lub właściciela systemu HVDC, którzy wcześniej uzyskali status FON, ale u których tymczasowo występuje poważna modyfikacja lub utrata zdolności skutkująca brakiem zgodności ze specyfikacjami i wymogami.

Artykuł 3

Zakres stosowania

1. Wymogi dotyczące przyłączenia określone w niniejszym rozporządzeniu stosuje się do nowych modułów wytwarzania energii uznanych za istotne zgodnie z art. 5, chyba że postanowiono inaczej.

Właściwy operator systemu odmawia przyłączenia modułu wytwarzania energii, 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 art. 60. Właściwy operator systemu powiadamia o przedmiotowej odmowie właściciela zakładu wytwarzania energii oraz, o ile organ regulacyjny nie określił inaczej, organ regulacyjny w formie pisemnego uzasadnionego oświadczenia.

2. Niniejsze rozporządzenie nie ma zastosowania do:

a) modułów wytwarzania energii przyłączonych do systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych ani do części systemu przesyłowego ani do systemów dystrybucyjnych wysp stanowiących części 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 lub bałtyckim obszarem synchronicznym;

▼B

b) modułów wytwarzania energii, które zostały zainstalowane w celu zapewniania zasilania rezerwowego i pracują równolegle z systemem przez mniej niż pięć minut w miesiącu kalendarzowym, gdy system znajduje się w stanie normalnym. Pracy równoległej w trakcie konserwacji lub testów rozruchowych danego modułu wytwarzania energii nie zalicza się na poczet limitu pięciu minut;

c) modułów wytwarzania energii, które nie mają stałego punktu przyłączenia i są używane przez operatorów systemów do tymczasowego zapewniania mocy, gdy normalna moc systemu jest częściowo lub całkowicie niedostępna;

d) urządzeń magazynowania, z wyjątkiem szczytowo-pompowych modułów wytwarzania energii zgodnie z art. 6 ust. 2.

Artykuł 4

Zastosowanie do istniejących modułów wytwarzania energii

1. Istniejące moduły wytwarzania energii nie podlegają wymogom określonym w niniejszym rozporządzeniu, z wyjątkiem przypadków gdy:

a) moduł wytwarzania energii typu C lub D został zmodyfikowany w takim stopniu, że jego umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu zgodnie z następującą procedurą:

(i) właściciele zakładów wytwarzania energii, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację obiektu lub wymianę urządzeń, co ma wpływ na zdolności techniczne modułu wytwarzania energii, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu;

(ii) jeżeli właściwy operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń jest taki, że konieczna jest nowa umowa przyłączeniowa, 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 moduł wytwarzania energii wszystkimi lub niektórymi wymogami niniejszego rozporządzenia na wniosek właściwego OSP, zgodnie z ust. 3, 4 i 5.

2. Na potrzeby niniejszego rozporządzenia moduł wytwarzania energii uznaje się za istniejący, jeżeli:

a) jest już przyłączony do sieci w dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia; lub

b) właściciel zakładu wytwarzania energii zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej w terminie do dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Właściciel zakładu wytwarzania energii musi powiadomić o zawarciu umowy właściwego operatora systemu i właściwego OSP w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

▼B

W powiadomieniu przekazywanym właściwemu operatorowi systemu i właściwemu OSP przez właściciela zakładu wytwarzania energii podaje się co najmniej tytuł umowy, datę jej podpisania i datę wejścia w życie oraz specyfikację podstawowej instalacji wytwórczej, która ma zostać zbudowana, zmontowana lub zakupiona.

Państwo członkowskie może postanowić, że w określonych okolicznościach organ regulacyjny może ustalić, czy moduł wytwarzania energii należy uznać za istniejący moduł wytwarzania energii czy za nowy moduł wytwarzania energii.

3. Po przeprowadzeniu konsultacji publicznych zgodnie z art. 10 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 moduły wytwarzania energii.

W tym celu przeprowadza się, zgodnie z art. 38 i 39, 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 modułów wytwarzania energii;

b) korzyści społeczno-ekonomiczne wynikające ze stosowania wymogów określonych w niniejszym rozporządzeniu; oraz

c) potencjał środków alternatywnych w zakresie osiągnięcia wymaganych ►C2 parametrów pracy ◄.

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 moduły wytwarzania energii w terminie sześciu miesięcy od otrzymania sprawozdania i zalecenia właściwego OSP, zgodnie z art. 38 ust. 4. Decyzja organu regulacyjnego lub, w stosownych przypadkach, państwa członkowskiego musi zostać opublikowana.

6. Właściwy OSP uwzględnia uzasadnione oczekiwania właścicieli zakładów wytwarzania energii w ramach oceny zastosowania niniejszego rozporządzenia do istniejących modułów wytwarzania energii.

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

▼B

Artykuł 5

Ustalenie istotności

1. Moduły wytwarzania energii muszą spełniać wymogi określone w oparciu o poziom napięcia ich punktu przyłączenia oraz ich moc maksymalną zgodnie z kategoriami określonymi w ust. 2.

2. Za istotne uznaje się moduły wytwarzania energii należące do poniższych kategorii:

a) punkt przyłączenia o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej 0,8 kW lub powyżej (typ A);

b) punkt przyłączenia o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej na poziomie lub powyżej progu proponowanego przez każdego właściwego OSP zgodnie z procedurą określoną w ust. 3 (typ B). Wspomniany próg nie może przekraczać podanych w tabeli 1 wartości granicznych dla modułów wytwarzania energii typu B;

c) punkt przyłączenia o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej na poziomie lub powyżej progu określonego przez każdego właściwego OSP zgodnie z ust. 3 (typ C). Wspomniany próg nie może przekraczać podanych w tabeli 1 wartości granicznych dla modułów wytwarzania energii typu C; lub

d) punkt przyłączenia o napięciu wynoszącym co najmniej 110 kV (typ D). Moduł wytwarzania energii zalicza się także do typu D, jeżeli punkt przyłączenia ma napięcie poniżej 110 kV i moc maksymalną na poziomie lub powyżej progu określonego zgodnie z ust. 3. Wspomniany próg nie może przekraczać podanej w tabeli 1 wartości granicznej dla modułów wytwarzania energii typu D.

Tabela 1

Wartości graniczne progów dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D

Obszary synchroniczne	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu B	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu C	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu D
Europa kontynentalna	1 MW	50 MW	75 MW
Wielka Brytania	1 MW	50 MW	75 MW
Nordycki	1,5 MW	10 MW	30 MW
Irlandia i Irlandia Północna	0,1 MW	5 MW	10 MW
Bałtycki	0,5 MW	10 MW	15 MW

3. Propozycje maksymalnych progów mocy dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D podlegają zatwierdzeniu przez właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, przez państwo członkowskie. Opracowując propozycje, właściwy OSP współpracuje z sąsiednimi OSP i OSD oraz przeprowadza konsultacje publiczne zgodnie z art. 10. Właściwy OSP nie może przedstawić propozycji dotyczącej zmiany progów wcześniej niż trzy lata od przedstawienia poprzedniej propozycji.

▼B

4. Właściciele zakładów wytwarzania energii muszą wspomagać ten proces i zapewniać dane, o które zwraca się właściwy OSP.

5. Jeżeli w wyniku modyfikacji progów moduł wytwarzania energii kwalifikuje się do innego typu, stosuje się procedurę dotyczącą istniejących modułów wytwarzania energii ustanowioną w art. 4 ust. 3 przed wprowadzeniem obowiązku zgodności z wymogami dotyczącymi nowego typu.

Artykuł 6

Zastosowanie do modułów wytwarzania energii, szczytowo-pompowych modułów wytwarzania energii, elektrociepłowni oraz zakładów przemysłowych

1. Morskie moduły wytwarzania energii przyłączone do systemu wzajemnie połączonego muszą spełniać wymogi dotyczące lądowych modułów wytwarzania energii, chyba że wymogi zostały zmienione w tym celu przez właściwego operatora systemu lub moduły parku energii zostały przyłączone za pomocą połączenia wysokiego napięcia prądu stałego lub sieci, której częstotliwość nie jest zsynchronizowana z częstotliwością głównego systemu wzajemnie połączonego (np. za pomocą systemu przekształtnikowego *back-to-back*).

2. Szczytowo-pompowe moduły wytwarzania energii muszą spełniać wszystkie stosowne wymogi zarówno w trybie generacji, jak i w trybie pompowania. Synchroniczna praca kompensatorowa szczytowo-pompowych modułów wytwarzania energii nie może być ograniczona w czasie budową techniczną modułów wytwarzania energii. Szczytowo-pompowe moduły wytwarzania energii z regulacją obrotów muszą spełniać wymogi dotyczące synchronicznych modułów wytwarzania prądu, jak również wymogi określone w art. 20 ust. 2 lit. b), jeżeli należą do typu B, C lub D.

3. W odniesieniu do modułów wytwarzania energii wchodzących w skład sieci zakładów przemysłowych właściciele zakładów wytwarzania energii, operatorzy systemów zakładów przemysłowych i właściwi operatorzy systemów, których sieć jest połączona z siecią zakładu przemysłowego, mają prawo do wyrażenia zgody na warunki odłączania od sieci właściwego operatora systemu takich modułów wytwarzania energii wraz z krytycznymi odbiorami, które gwarantują bezpieczeństwo procesów produkcyjnych. Wykonywanie tego prawa musi być uzgodnione z właściwym OSP.

4. Z wyjątkiem wymogów określonych w art. 13 ust. 2 i 4 lub gdy określono inaczej w przepisach krajowych, wymogi niniejszego rozporządzenia odnoszące się do zdolności do utrzymania stałej generowanej mocy czynnej lub regulowania generowanej mocy czynnej nie mają zastosowania do modułów wytwarzania energii elektrociepłowni wchodzących w skład sieci zakładów przemysłowych, w przypadku gdy spełniono wszystkie poniższe kryteria:

a) głównym zadaniem tych zakładów jest wytwarzanie energii cieplnej na potrzeby procesów produkcyjnych danego zakładu przemysłowego;

▼B

b) wytwarzanie ciepła i prądu jest ze sobą nierozerwalnie związane, tzn. jakakolwiek zmiana wytwarzania ciepła powoduje w sposób niezamierzony zmianę wytwarzania mocy czynnej i odwrotnie;

c) moduły wytwarzania energii należą do typu A, B lub C, lub, w przypadku nordyckiego obszaru synchronicznego, do typu D, zgodnie z art. 5 ust. 2 lit. a)–c).

5. Elektrociepłownie ocenia się na podstawie ich maksymalnej mocy elektrycznej.

Artykuł 7

Aspekty regulacyjne

1. Wymogi ogólnego stosowania, które zostaną ustanowione przez właściwych operatorów systemów lub OSP na podstawie przepisów niniejszego rozporządzenia, podlegają zatwierdzeniu przez podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie i są publikowane. Podmiotem wyznaczonym jest organ regulacyjny, chyba że państwo członkowskie postanowi inaczej.

2. Państwa członkowskie mogą wprowadzić obowiązek zatwierdzania przez wyznaczony podmiot szczegółowych wymogów dotyczących konkretnych zakładów, które to wymogi są określane przez właściwych operatorów systemów 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 w celu zapewnienia 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 zakładu wytwarzania energii 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.

▼B

6. Właściwe podmioty podejmują decyzje w sprawie propozycji wymogów lub metod w terminie sześciu miesięcy od otrzymania tych 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 uwzględniać uzasadnione oczekiwania, jeżeli takie występują, ze strony właścicieli zakładów wytwarzania energii, producentów urządzeń oraz innych zainteresowanych stron oparte na pierwotnie określonych i uzgodnionych wymogach lub metodach.

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 można przedłużyć o dwa miesiące, w przypadku gdy organ regulacyjny zażąda 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. W przypadku gdy wymogi na podstawie niniejszego rozporządzenia mają zostać ustanowione przez właściwego operatora systemu, który nie jest OSP, państwa członkowskie mogą postanowić, że zamiast operatora systemu za ustanowienie odpowiednich wymogów będzie odpowiedzialny OSP.

Artykuł 8

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 9

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 muszą udostępnić informacje niezbędne w celu ułatwienia oceny poniesionych kosztów.

▼B

Artykuł 10

Konsultacje publiczne

1. Właściwi operatorzy systemów i właściwi OSP przeprowadzają konsultacje z zainteresowanymi stronami, w tym z właściwymi organami poszczególnych państw członkowskich, w sprawie propozycji rozszerzenia zakresu stosowania niniejszego rozporządzenia na istniejące moduły wytwarzania energii zgodnie z art. 4 ust. 3, w sprawie propozycji dotyczącej progów przewidzianej w art. 5 ust. 3 i w sprawie sprawozdania przygotowywanego zgodnie z art. 38 ust. 3 oraz analizy kosztów i korzyści przeprowadzanej zgodnie z art. 63 ust. 2. Minimalny okres trwania konsultacji wynosi jeden miesiąc.

2. Właściwi operatorzy systemu lub właściwi OSP uwzględniają w należyty sposób opinie zainteresowanych stron wyrażone w ramach konsultacji przed przedłożeniem projektu propozycji dotyczącej progów, sprawozdania lub analizy kosztów i korzyści do zatwierdzenia przez organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, przez państwo członkowskie. 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 11

Zaangażowanie zainteresowanych stron

Agencja ds. Współpracy Organów Energetyki („Agencja”), w ścisłej współpracy z europejską siecią operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej („ENTSO energii elektrycznej”), organizuje zaangażowanie zainteresowanych stron w zakresie wymogów dotyczących przyłączenia do sieci zakładów wytwarzania energii i innych aspektów wdrażania niniejszego rozporządzenia. Powyższe obejmuje regularne spotkania z zainteresowanymi stronami w celu zidentyfikowania problemów i zaproponowania ulepszeń, w szczególności w odniesieniu do wymogów dotyczących przyłączenia do sieci zakładów wytwarzania energii.

Artykuł 12

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 UE.

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 do celów pełnienia swoich obowiązków wynikających z niniejszego rozporządzenia.

▼B

TYTUŁ II

WYMOGI

ROZDZIAŁ 1

Wymogi ogólne

Artykuł 13

Wymogi ogólne dotyczące modułów wytwarzania energii typu A

1. Moduły wytwarzania energii typu A muszą spełniać następujące wymogi dotyczące stabilności częstotliwościowej:

a) w odniesieniu do zakresów częstotliwości:

(i) moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią oraz pracy w zakresach częstotliwości i okresach określonych w tabeli 2;

(ii) właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, oraz właściciel zakładu wytwarzania energii mogą uzgodnić szersze zakresy częstotliwości, dłuższe minimalne czasy pracy lub szczególne wymogi dotyczące łącznych odchyleń częstotliwości i napięcia w celu zapewnienia najlepszego wykorzystania zdolności technicznych modułu wytwarzania energii, jeżeli jest to wymagane w celu utrzymania lub przywrócenia bezpieczeństwa systemu;

(iii) właściciel zakładu wytwarzania energii nie może bezzasadnie odmówić zgody na zastosowanie szerszych zakresów częstotliwości lub dłuższych minimalnych czasów pracy, biorąc pod uwagę możliwości finansowe i techniczne wykonalności;

b) ►C2 w odniesieniu do zdolności wytrzymania prędkości zmian częstotliwości, moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią oraz do pracy przy prędkości zmian częstotliwości do wartości określonej przez właściwego OSP, chyba że odłączenie zostało spowodowane zadziałaniem zabezpieczenia dedykowanego do identyfikacji pracy wyspowej, poprzez analizę prędkości zmian częstotliwości. ◄

Tabela 2

Minimalne czasy, w których moduł wytwarzania energii musi być zdolny do pracy przy różnych częstotliwościach, odbiegających od wartości znamionowej, bez odłączenia od sieci

Obszar synchroniczny	Zakres częstotliwości	Czas pracy
Europa kontynentalna	47,5 Hz–48,5 Hz	określa każdy OSP, ale nie mniej niż 30 minut
	48,5 Hz–49,0 Hz	określa każdy OSP, ale nie mniej niż okres dla 47,5 Hz–48,5 Hz

▼B

Obszar synchroniczny	Zakres częstotliwości	Czas pracy
	49,0 Hz–51,0 Hz	nieograniczony
	51,0 Hz–51,5 Hz	30 minut
Nordycki	47,5 Hz–48,5 Hz	30 minut
	48,5 Hz–49,0 Hz	określa każdy OSP, ale nie mniej niż 30 minut
	49,0 Hz–51,0 Hz	nieograniczony
	51,0 Hz–51,5 Hz	30 minut
Wielka Brytania	47,0 Hz–47,5 Hz	20 sekund
	47,5 Hz–48,5 Hz	90 minut
	48,5 Hz–49,0 Hz	określa każdy OSP, ale nie mniej niż 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
Irlandia i Irlandia Północna	47,5 Hz–48,5 Hz	90 minut
	48,5 Hz–49,0 Hz	określa każdy OSP, ale nie mniej niż 90 minut
	49,0 Hz–51,0 Hz	nieograniczony
	51,0 Hz–51,5 Hz	90 minut
Bałtycki	47,5 Hz–48,5 Hz	określa każdy OSP, ale nie mniej niż 30 minut
	48,5 Hz–49,0 Hz	określa każdy OSP, ale nie mniej niż okres dla 47,5 Hz–48,5 Hz
	49,0 Hz–51,0 Hz	nieograniczony
	51,0 Hz–51,5 Hz	określa każdy OSP, ale nie mniej niż 30 minut

2. W odniesieniu do trybu LFSM-O zastosowanie mają następujące zasady, określone przez właściwego OSP dla jego obszaru regulacyjnego w porozumieniu z innymi OSP z tego samego obszaru synchronicznego w celu zminimalizowania wpływu na sąsiednie obszary:

▼C2

a) moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do aktywowania mocy czynnej w odpowiedzi na zmianę częstotliwości zgodnie z rys. 1, przy progu częstotliwości i nastawach statyzmu określonych przez właściwego OSP;

▼B

b) zamiast zdolności, o której mowa w lit. a), właściwy OSP może zezwolić w ramach swojego obszaru regulacyjnego na automatyczne odłączanie i przyłączanie modułów wytwarzania energii typu A przy różnych poziomach częstotliwości, które w idealnej sytuacji powinny być rozłożone równomiernie, powyżej progu częstotliwości określonego przez właściwego OSP, w przypadku gdy jest w stanie wykazać wobec właściwego organu regulacyjnego, przy współpracy z właścicielami zakładów wytwarzania energii, że wywołuje to ograniczone skutki transgraniczne i umożliwia zachowanie takiego samego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu we wszystkich stanach jego pracy;

▼B

c) próg częstotliwości musi się mieścić w zakresie 50,2 Hz–50,5 Hz;

d) ►C2 nastawy ◄ statyzmu muszą się mieścić w zakresie 2–12 %;

e) moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do aktywowania mocy w odpowiedzi na zmianę częstotliwości przy jak najkrótszej zwłoce początkowej. Jeżeli powyższa zwłoka wynosi więcej niż dwie sekundy, właściciel zakładu wytwarzania energii musi ją uzasadnić, przedstawiając właściwemu OSP uzasadnienie techniczne;

f) właściwy OSP może wymagać, aby po osiągnięciu minimalnego poziomu regulacji moduł wytwarzania energii miał zdolność do:

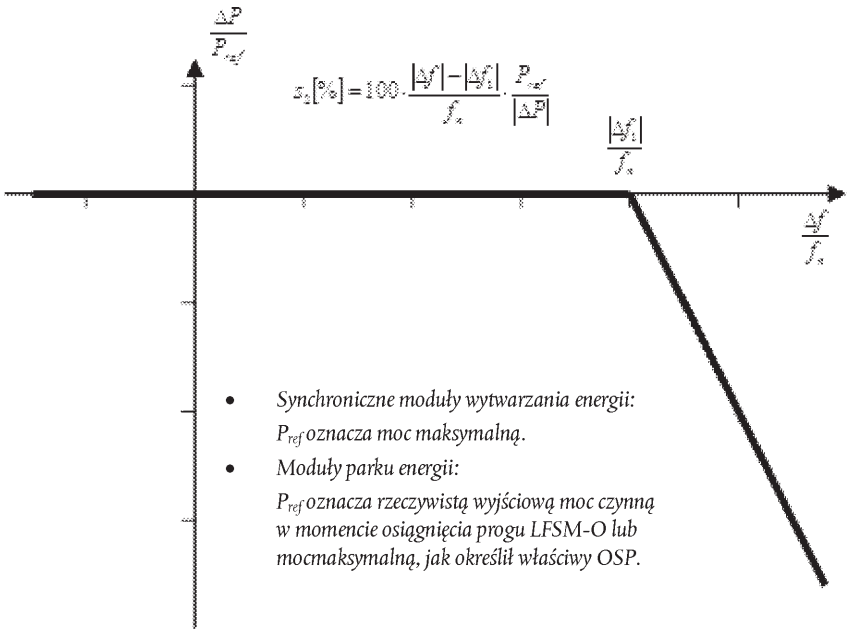
(i) utrzymania pracy na tym poziomie; lub

(ii) dodatkowego zmniejszenia generowanej mocy czynnej;

g) moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do stabilnej pracy podczas pracy w trybie LFSM-O. ►C2 Kiedy tryb LFSM-O jest aktywny, wartość zadana LFSM-O jest nadrzędna w stosunku do wszystkich innych aktywowanych wartości zadanych mocy czynnej. ◄

Rysunek 1

Zdolność modułów wytwarzania energii do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w trybie LFSM-O



P_{ref} oznacza znamionową moc czynną, z którą związane jest ΔP i można ją określić inaczej dla synchronicznych modułów wytwarzania energii i modułów parku energii. ΔP oznacza zmianę generowanej mocy czynnej modułu wytwarzania energii. f_n oznacza częstotliwość znamionową (50 Hz) sieci, a Δf oznacza odchylenie częstotliwości sieci. Przy wzrostach częstotliwości, gdy wartość Δf

▼B

jest powyżej wartości Δf_1 moduł wytwarzania energii musi zapewniać negatywną zmianę generowanej mocy czynnej zgodnie z wartością statyzmu S_2.

3. Moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do utrzymania stałej generowanej mocy na poziomie docelowej zadanej wartości mocy czynnej bez względu na zmiany w częstotliwości, z wyjątkiem przypadków, gdy generowana moc podlega zmianom określonym w kontekście, odpowiednio, ust. 2 i 4 niniejszego artykułu lub art. 15 ust. 2 lit. c) i d).

4. Właściwy OSP określa dopuszczalną redukcję mocy czynnej w stosunku do maksymalnej generowanej mocy przy zmniejszającej się częstotliwości w swoim obszarze regulacyjnym, przy czym określona przez właściwego OSP krzywa redukcji mocy musi się znajdować w granicach wyznaczonych pogrubionymi liniami na rys. 2:

a) poniżej częstotliwości 49 Hz – dopuszczalny poziom redukcji wynosi 2 % mocy maksymalnej przy częstotliwości 50 Hz, na 1 Hz spadku częstotliwości;

b) poniżej częstotliwości 49,5 Hz – dopuszczalny poziom redukcji wynosi 10 % mocy maksymalnej przy częstotliwości 50 Hz, 1 Hz spadku częstotliwości.

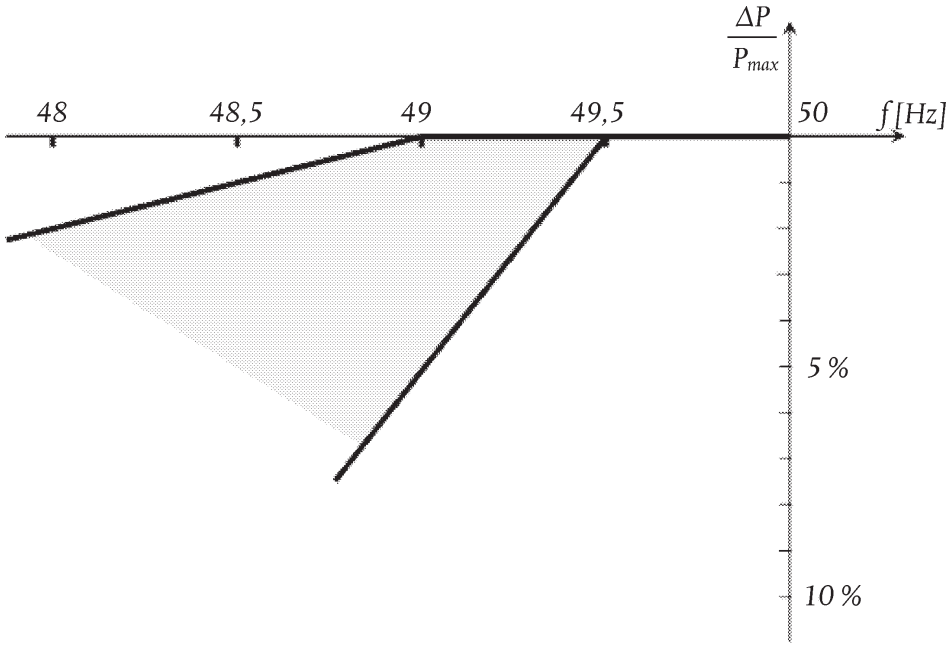
5. Definiując wymagania dopuszczalnej redukcji mocy czynnej, od maksymalnej mocy należy:

a) wyraźnie określić mające zastosowanie warunki otoczenia;

b) uwzględnić zdolności techniczne modułów wytwarzania energii.

Rysunek 2

Maksymalny spadek zdolności do generacji mocy przy spadku częstotliwości



Wykres przedstawia granice, w których właściwy OSP może określić poziom zdolności.

▼B

6. Moduł wytwarzania energii musi być wyposażony w interfejs logiczny (port wejściowy), który umożliwi zaprzestanie generacji mocy czynnej w ciągu pięciu sekund od przyjęcia polecenia w porcie wejściowym. Właściwy operator systemu ma prawo określić wymogi dla urządzeń w celu zapewnienia zdalnego sterowania obiektem.

7. Właściwy OSP określa warunki, na jakich moduł wytwarzania energii ma zdolność do automatycznego przyłączenia się do sieci. Warunki takie obejmują:

a) zakresy częstotliwości, w których automatyczne przyłączenie jest dopuszczalne, i odpowiednią zwłokę czasową; oraz

b) maksymalny dopuszczalny gradient wzrostu generowanej mocy czynnej.

Automatyczne przyłączenie jest dozwolone, chyba że właściwy operator systemu określił inaczej w porozumieniu z właściwym OSP.

Artykuł 14

Wymogi ogólne dotyczące modułów wytwarzania energii typu B

1. Moduły wytwarzania energii typu B muszą spełniać wymogi określone w art. 13, z wyjątkiem art. 13 ust. 2 lit. b).

2. Moduły wytwarzania energii typu B muszą spełniać następujące wymogi dotyczące stabilności częstotliwościowej:

a) w celu regulacji generowanej mocy czynnej moduł wytwarzania energii musi być wyposażony w interfejs (port wejściowy), aby umożliwić zmniejszenie generowanej mocy czynnej po przyjęciu polecenia w porcie wejściowym; oraz

b) właściwy operator systemu ma prawo określić wymogi dla dodatkowych urządzeń w celu umożliwienia zdalnego sterowania generowaną mocą czynną.

3. Moduły wytwarzania energii typu B muszą spełniać następujące wymogi dotyczące odporności:

a) w odniesieniu do zdolności modułów wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia:

(i) każdy OSP określa przebieg napięcia w czasie zgodnie z rys. 3 w punkcie przyłączenia w warunkach zakłóceniowych, który opisuje warunki, w jakich moduł wytwarzania energii ma zdolność do zachowania połączenia z siecią i utrzymania stabilnej pracy po zakłóceniu systemu przez wyłączone zwarcia w systemie przesyłowym;

▼B

(ii) przebieg napięcia w czasie musi wyrażać dolną wartość graniczną rzeczywistego przebiegu napięcia międzyfazowego na poziomie napięcia w sieci w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia symetrycznego, jako funkcję czasu przed zwarciem, w trakcie zwarcia i po zwarciu;

(iii) dolną wartość graniczną, o której mowa w ppkt (ii), określa właściwy OSP przy użyciu parametrów określonych na rys. 3 w zakresach określonych w tabelach 3.1 i 3.2;

(iv) każdy OSP określa i podaje do publicznej wiadomości warunki przedzakłóceniowe i pozakłóceniowe odnośnie do zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia w zakresie:

— obliczenia minimalnej przedzakłóceniowej mocy zwarciowej przed zwarciem w punkcie przyłączenia,

— punktu pracy przedzakłóceniowej mocy czynnej i biernej modułu wytwarzania energii w punkcie przyłączenia i napięcia w punkcie przyłączenia oraz

— obliczenia minimalnej pozakłóceniowej mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia;

(v) na wniosek właściciela zakładu wytwarzania energii właściwy operator systemu podaje warunki przedzakłóceniowe i pozakłóceniowe odnośnie do zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia będące wynikiem obliczeń w punkcie przyłączenia, jak określono w ppkt (iv), dotyczących:

— minimalnej przedzakłóceniowej mocy zwarciowej w każdym punkcie przyłączenia, wyrażonej w MVA,

— przedzakłóceniowego punktu pracy modułu wytwarzania energii wyrażonego jako generowana moc czynna i generowana moc bierna w punkcie przyłączenia oraz jako napięcie w punkcie przyłączenia oraz

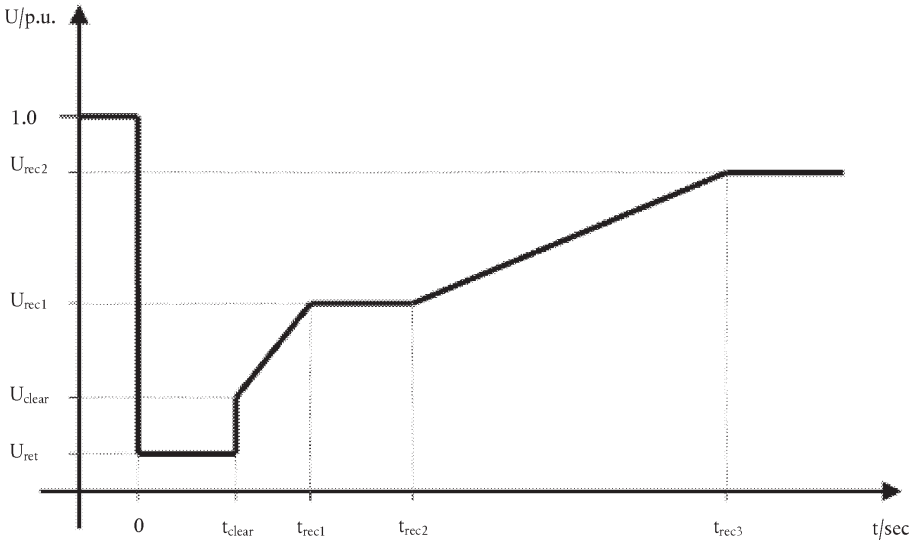
— minimalnej pozakłóceniowej mocy zwarciowej w każdym punkcie przyłączenia, wyrażonej w MVA.

Właściwy operator systemu może ewentualnie podać ogólne wartości uzyskane na podstawie typowych przypadków.

▼B

Rysunek 3

Profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułu wytwarzania energii



Wykres przedstawia dolną wartość graniczną przebiegu napięcia w czasie w punkcie przyłączenia, wyrażoną jako stosunek rzeczywistej wartości i napięcia referencyjnego 1 pu przed zwarciem, w trakcie zwarcia oraz po zwarciu. U_{ret} oznacza napięcie utrzymane w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia, t_{clear} oznacza moment usunięcia zwarcia. U_{rec1}, U_{rec2}, t_{rec1}, t_{rec2} i t_{rec3} określają pewne punkty dolnych wartości granicznych powrotu napięcia po usunięciu zwarcia.

Tabela 3.1

Parametry dotyczące rys. 3 w zakresie zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
U_{ret}:	0,05 – 0,3	t_{clear}:	0,14–0,15 (lub 0,14–0,25, jeżeli takie są wymagania w zakresie systemu zabezpieczeń i bezpiecznego działania)
U_{clear}:	0,7 – 0,9	t_{rec1}:	t_{clear}
U_{rec1}:	U_{clear}	t_{rec2}:	t_{rec1} – 0,7
U_{rec2}:	0,85 – 0,9 i ≥ U_{clear}	t_{rec3}:	t_{rec2} – 1,5

Tabela 3.2

Parametry dotyczące rys. 3 w zakresie zdolności ►C2 modułów parku energii ◄ do pozostania w pracy podczas zwarcia

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
U_{ret}:	0,05 – 0,15	t_{clear}:	0,14–0,15 (lub 0,14–0,25, jeżeli takie są wymagania w zakresie systemu zabezpieczeń i bezpiecznego działania)
U_{clear}:	U_{ret} – 0,15	t_{rec1}:	t_{clear}

▼B

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
U_{rec1}:	U_{clear}	t_{rec2}:	t_{rec1}
U_{rec2}:	0,85	t_{rec3}:	1,5 – 3,0

(vi) moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią oraz utrzymania stabilnej pracy, gdy rzeczywisty przebieg napięć międzyfazowych na poziomie napięcia sieci w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia symetrycznego, z uwzględnieniem warunków przedzakłóceniowych i pozakłóceniowych określonych w ust. 3 lit. a) ppkt (iv) i (v), utrzymuje się powyżej dolnej wartości granicznej określonej w ust. 3 lit. a) ppkt (ii), chyba że ►C2 schemat działania zabezpieczeń ◄ przed zwarciami w wewnętrznych urządzeniach elektrycznych wymaga odłączenia modułu wytwarzania energii od sieci. ►C2 Schematy działania zabezpieczeń i ich nastawy w zakresie zwarć w wewnętrznych urządzeniach elektrycznych nie mogą zagrażać pozostaniu w pracy podczas zwarcia; ◄

(vii) nie naruszając przepisów ust. 3 lit. a) ppkt (vi), zabezpieczenie podnapięciowe (zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia lub minimalne napięcie określone dla napięcia w punkcie przyłączenia) ustawia właściciel zakładu wytwarzania energii zgodnie z jak najszerszą zdolnością modułu wytwarzania energii, chyba że właściwy operator systemu wymaga węższych ►C2 nastaw ◄ zgodnie z ust. 5 lit. b). Właściciel zakładu wytwarzania energii uzasadnia takie ►C2 nastawy ◄ zgodnie z powyższą zasadą;

b) zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia w przypadku zwarć niesymetrycznych określa każdy OSP.

4. Moduły wytwarzania energii typu B muszą spełniać następujące wymogi dotyczące odbudowy systemu:

a) właściwy OSP określa warunki, na jakich moduł wytwarzania energii ma zdolność do ponownego przyłączenia do sieci po przypadkowym odłączeniu spowodowanym zakłóceniem w sieci; oraz

b) systemy automatycznego ponownego przyłączania podlegają zarówno uprzedniemu zatwierdzeniu przez właściwego operatora systemu, jak i warunkom ponownego przyłączenia określonym przez właściwego OSP.

5. Moduły wytwarzania energii typu B muszą spełniać następujące wymogi dotyczące ogólnego zarządzania systemem:

▼C2

a) w odniesieniu do schematów działania i nastaw układów sterowania i regulacji:

(i) schematy działania i nastawy rożnych urządzeń sterowania i regulacji modułu wytwarzania energii, które są niezbędne do celów stabilności systemu przesyłowego oraz podejmowania działań nadzwyczajnych, muszą być skoordynowane i uzgodnione między właściwym OSP, właściwym operatorem systemu i właścicielem zakładu wytwarzania energii;

▼C2

(ii) wszelkie zmiany schematów działania i nastaw, o których mowa w ppkt (i), różnych urządzeń sterowania i regulacji modułu wytwarzania energii muszą być skoordynowane i uzgodnione między właściwym OSP, właściwym operatorem systemu i właścicielem zakładu wytwarzania energii, w szczególności jeżeli mają one zastosowanie w okolicznościach, o których mowa w ust. 5 lit. a) ppkt (i);

b) w odniesieniu do schematów działania zabezpieczeń elektrycznych i ich nastaw:

(i) właściwy operator systemu określa schematy działania i nastawy konieczne do zabezpieczenia sieci, z uwzględnieniem właściwości modułu wytwarzania energii. Schematy działania zabezpieczeń konieczne dla modułu wytwarzania energii i sieci, jak również nastawy istotne dla modułu wytwarzania energii, muszą być skoordynowane i uzgodnione między właściwym operatorem systemu i właścicielem zakładu wytwarzania energii. Schematy działania i nastawy zabezpieczeń dla zwarć w wewnętrznych urządzeniach elektrycznych nie mogą stwarzać zagrożenia dla modułu wytwarzania energii, zgodnie z wymogami określonymi w niniejszym rozporządzeniu;.

▼B

(ii) zabezpieczenia elektryczne modułu wytwarzania energii mają pierwszeństwo w stosunku do ►C2 operacji ruchowych ◄, z uwzględnieniem bezpieczeństwa systemu oraz zdrowia i bezpieczeństwa personelu oraz społeczeństwa, oraz zapobiegania skutkom wszelkich uszkodzeń modułu wytwarzania energii;

(iii) ►C2 schematy działania zabezpieczeń mogą obejmować następujące aspekty: ◄

— zwarcie zewnętrzne i wewnętrzne,

— obciążenie asymetryczne (przeciwna kolejność faz),

— przeciążenie stojana i wirnika,

— niedowzbudzenie/przewzbudzenie,

— nadnapięcie/podnapięcie w punkcie przyłączenia,

— nadnapięcie/podnapięcie na zaciskach prądnicy,

▼C2

— oscylacje międzyobszarowe,

— prąd rozruchowy,

— praca asynchroniczna (poślizg bieguna),

▼B

— zabezpieczenie przed niedopuszczalnym skrętem wału (na przykład rezonans podsynchroniczny),

— zabezpieczenie linii modułu wytwarzania energii,

— zabezpieczenie transformatora blokowego,

▼C2

— zabezpieczenie rezerwowe na wypadek nieprawidłowego działania zabezpieczeń i łączników,

▼B

— przewzbudzenie (U/f),

▼C2

— moc zwrotna,

▼B

— prędkość zmiany częstotliwości oraz

— napięcie przesunięcia punktu neutralnego;

▼C2

(iv) zmiany w schematach działania zabezpieczeń niezbędnych dla modułu wytwarzania energii i sieci oraz zmiany w nastawach istotnych dla modułu wytwarzania energii muszą być uzgodnione przez operatora systemu i właściciela zakładu wytwarzania energii, a porozumienie musi zostać osiągnięte przed wprowadzeniem jakichkolwiek zmian;

▼B

c) właściciel zakładu wytwarzania energii organizuje swoje ►C2 urządzenia zabezpieczeniowe oraz urządzenia sterowania i regulacji ◄ zgodnie z następującym wykazem priorytetów (począwszy od najwyższego):

(i) zabezpieczenie sieci i modułu wytwarzania energii;

(ii) inercja syntetyczna, w stosownych przypadkach;

(iii) regulacja częstotliwości (regulacja mocy czynnej)

(iv) ograniczenie mocy; oraz

(v) ograniczenia gradientu mocy;

d) w odniesieniu do wymiany informacji:

(i) zakłady wytwarzania energii muszą mieć zdolność do wymiany informacji z właściwym operatorem systemu lub właściwym OSP w czasie rzeczywistym lub okresowo ze znacznikiem czasu, jak określił właściwy operator systemu lub właściwy OSP;

(ii) właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, określa treść wymienianych informacji, z uwzględnieniem precyzyjnego wykazu danych, które ma przekazywać zakład wytwarzania energii.

Artykuł 15

Wymogi ogólne dotyczące modułów wytwarzania energii typu C

1. Moduły wytwarzania energii typu C muszą spełniać wymogi określone w art. 13 i 14, z wyjątkiem art. 13 ust. 2 lit. b) i art. 13 ust. 6 oraz art. 14 ust. 2.

2. Moduły wytwarzania energii typu C muszą spełniać następujące wymogi dotyczące stabilności częstotliwościowej:

▼C2

a) w odniesieniu do możliwości regulacji mocy czynnej i zakresu regulacji, układ regulacji modułu wytwarzania energii musi mieć zdolność do modyfikowania wartości zadanej mocy czynnej zgodnie z poleceniami wydawanymi właścicielowi zakładu wytwarzania energii przez właściwego operatora systemu lub właściwego OSP.

Właściwy operator systemu lub właściwy OSP ustalają okres, w ciągu którego musi zostać osiągnięta zmodyfikowana wartość zadana mocy czynnej. Właściwy OSP określa tolerancję (pod warunkiem dostępności napędu podstawowego) mającą zastosowanie do nowej wartości zadanej oraz termin, w którym musi ona zostać osiągnięta;

b) manualne, lokalne środki są dopuszczalne w przypadkach, gdy urządzenia zdalnego automatycznego sterowania i regulacji nie działają.

Właściwy operator systemu lub właściwy OSP powiadamiają organ regulacyjny o czasie wymaganym do osiągnięcia wartości zadanej wraz z tolerancją mocy czynnej;

▼B

c) oprócz art. 13 ust. 2 poniższe wymogi mają zastosowanie do modułów wytwarzania energii typu C w odniesieniu do trybu LFSM-U:

▼C1

(i) ►C2 moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do aktywowania mocy czynnej w odpowiedzi na zmianę częstotliwości przy progu częstotliwości i statyzmie określonych przez właściwego OSP w porozumieniu z OSP tego samego obszaru synchronicznego w następujący sposób: ◄

▼B

— określony przez OSP próg częstotliwości musi się mieścić w zakresie 49,8 Hz–49,5 Hz,

— określone przez OSP ►C2 nastawy ◄ statyzmu muszą się mieścić w przedziale 2–12 %.

Powyższe przedstawiono graficznie na rys. 4;

(ii) rzeczywista realizacja odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w trybie LFSM-U musi uwzględniać:

— warunki otoczenia, w których ma nastąpić reakcja,

— warunki pracy modułu wytwarzania energii, w szczególności ograniczenia pracy przy mocy bliskiej mocy maksymalnej przy niskich częstotliwościach i odpowiedni wpływ warunków otoczenia, zgodnie z art. 13 ust. 4 i 5 oraz

— dostępność źródeł energii pierwotnej.

(iii) ►C2 aktywacja odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej przez moduł wytwarzania energii nie może być nadmiernie opóźniona. ◄ W przypadku jakiegokolwiek opóźnienia przekraczającego dwie sekundy właściciel zakładu wytwarzania energii musi przedstawić uzasadnienie właściwemu OSP;

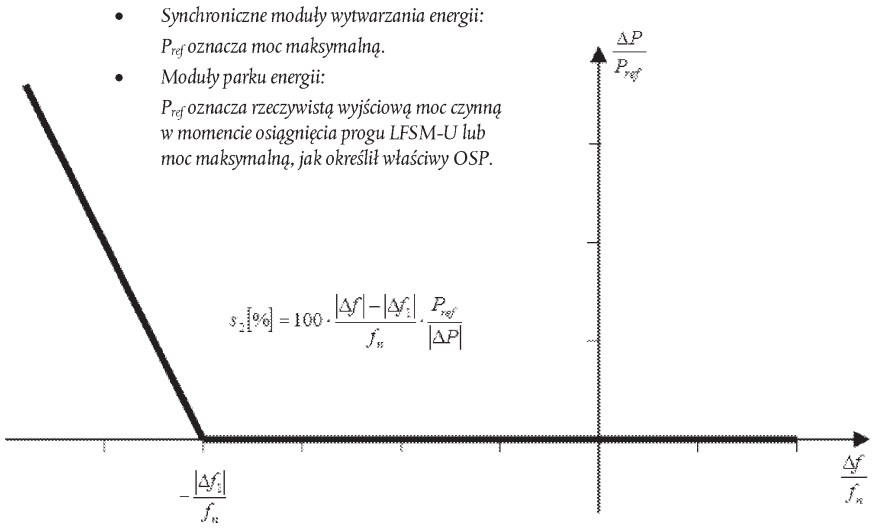
▼B

(iv) w trybie LFSM-U moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do zapewnienia wzrostu mocy aż do jego mocy maksymalnej;

(v) należy zapewnić stabilną pracę modułu wytwarzania energii w trybie LFSM-U.

Rysunek 4

Zdolność modułów wytwarzania energii do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w trybie LFSM-U



P_{ref} oznacza znamionową moc czynną, z którą związane jest ΔP i można ją określić inaczej dla synchronicznych modułów wytwarzania energii i modułów parku energii. ΔP oznacza zmianę generowanej mocy czynnej modułu wytwarzania energii. f_n oznacza częstotliwość znamionową (50 Hz) sieci, a Δf oznacza odchylenie częstotliwości sieci. Przy spadkach częstotliwości, gdy wartość Δf wynosi poniżej Δf_1, moduł wytwarzania energii musi zapewniać pozytywną zmianę generowanej mocy czynnej zgodnie z wartością statyzmu S_2;

d) oprócz ust. 2 lit. c) poniższe zasady mają ponadto zastosowanie łącznie, gdy praca odbywa się w trybie FSM:

(i) moduł wytwarzania energii musi być zdolny do zapewnienia odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej zgodnie z parametrami określanymi przez każdego właściwego OSP w przedziałach podanych w tabeli 4. Przy określaniu powyższych parametrów właściwy OSP uwzględnia następujące fakty:

▼B

— w przypadku wzrostu częstotliwości odpowiedź częstotliwościowa mocy czynnej jest ograniczona do minimalnego poziomu regulacji,

— w przypadku spadku częstotliwości odpowiedź częstotliwościowa mocy czynnej jest ograniczona do mocy maksymalnej,

▼C2

— rzeczywista realizacja odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej zależy od warunków pracy i otoczenia modułu wytwarzania energii, w czasie gdy taka odpowiedź jest wyzwalana, w szczególności od ograniczeń pracy na poziomie bliskim mocy maksymalnej przy niskich częstotliwościach zgodnie z art. 13 ust. 4 i 5, oraz od dostępnych źródeł energii pierwotnej.

▼B

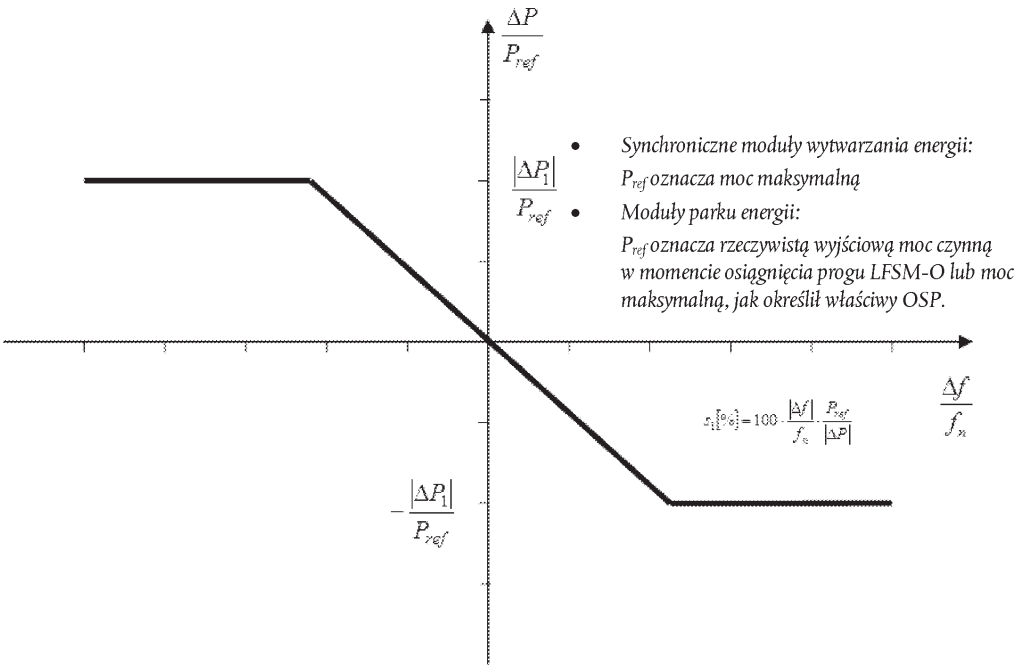
Tabela 4

Parametry dotyczące odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w trybie FSM (wyjaśnienia dotyczące rys. 5)

Parametry		Zakresy wartości
zakres mocy czynnej związany z mocą maksymalną $\frac{\lvert\Delta P_1\rvert}{P_{\max}}$		1,5–10 %
niewrażliwość odpowiedzi częstotliwościowej	$\lvert\Delta f_i\rvert$	10–30 mHz
	$\frac{\lvert\Delta f_i\rvert}{f_n}$	0,02–0,06 %
strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej		0–500 mHz
statyzm s_1		2–12 %

Rysunek 5

Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej modułów wytwarzania energii w trybie FSM w przypadku zerowej strefy nieczułości i niewrażliwości



▼B

P_{ref} oznacza znamionową moc czynną, z którą związane jest ΔP. ΔP oznacza zmianę generowanej mocy czynnej modułu wytwarzania energii. f_n oznacza częstotliwość znamionową (50 Hz) sieci, a Δf oznacza odchylenie częstotliwości sieci;

(ii) musi istnieć możliwość późniejszego ponownego wielokrotnego wyboru strefy nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej i statyzmu;

(iii) w przypadku skokowej zmiany częstotliwości moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do aktywowania pełnej odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej do lub powyżej linii przedstawionej na rys. 6 zgodnie z parametrami określonymi przez każdego OSP (które mają na celu uniknięcie oscylacji mocy czynnej dla modułu wytwarzania energii) mieszczącymi się w zakresach podanych w tabeli 5. Przy wyborze parametrów określonych przez OSP uwzględnia się ewentualne ograniczenia techniczne;

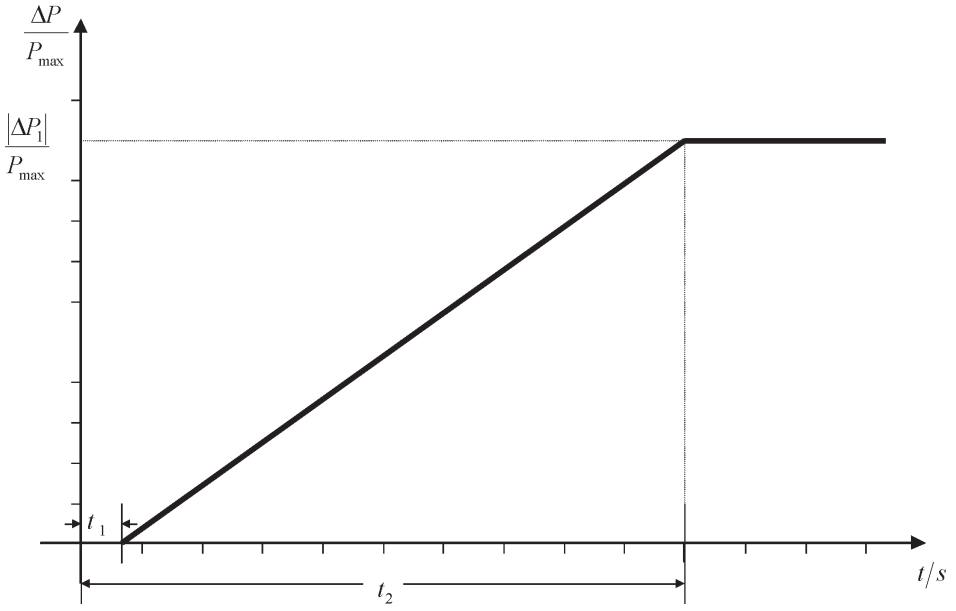
(iv) ►C2 początkowa aktywacja odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej nie może być nadmiernie opóźniona.

W przypadku gdy opóźnienie początkowej aktywacji odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej przekracza dwie sekundy, właściciel zakładu wytwarzania energii elektrycznej przedstawia uzasadnienie techniczne zwłoki.

W przypadku modułu wytwarzania energii bez inercji OSP może wyznaczyć czas krótszy niż dwie sekundy. Jeśli właściciel zakładu wytwarzania energii nie może spełnić tego wymogu, przedstawia uzasadnienie techniczne wyjaśniające, dlaczego na początkową aktywację odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej potrzebny jest dłuższy czas. ◄

Rysunek 6

Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej



▼B

P_{max} oznacza moc maksymalną, z którą związane jest ΔP. ΔP oznacza zmianę generowanej mocy czynnej modułu wytwarzania energii. Moduł wytwarzania energii musi zapewnić generowaną moc czynną ΔP do punktu ΔP_1 zgodnie z czasami t_1 i t_2, przy czym wartości ΔP_1, t_1 i t_2 są określane przez właściwego OSP zgodnie z tabelą 5. t_1 oznacza zwłokę początkową. t_2 oznacza czas pełnego uruchomienia;

(v) moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do zapewnienia pełnej odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w okresie od 15 do 30 minut, jak określił właściwy OSP. Określając powyższy okres, OSP musi uwzględniać rezerwę mocy czynnej i źródło energii pierwotnej modułu wytwarzania energii;

(vi) w ramach wartości czasowych określonych w ust. 2 lit. d) ppkt (v), regulacja mocy czynnej nie może mieć negatywnego wpływu na odpowiedź częstotliwościową mocy czynnej modułów wytwarzania energii;

(vii) parametry określone przez właściwego OSP zgodnie z ppkt (i), (ii), (iii) i (v) muszą być przekazywane właściwemu organowi regulacyjnemu. Warunki tego powiadomienia należy określić zgodnie z mającymi zastosowanie krajowymi ramami regulacyjnymi.

Tabela 5

▼C2

Parametry pełnej aktywacji odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej wynikające ze zmiany skokowej częstotliwości (wyjaśnienie dotyczące rys. 6)

▼B

Parametry	Zakresy lub wartości
zakres mocy czynnej związany z mocą maksymalną (zakres odpowiedzi częstotliwościowej) $\frac{\lvert\Delta P_1\rvert}{P_{max}}$	1,5–10 %
w przypadku modułów wytwarzania energii z inercją maksymalna dopuszczalna zwłoka początkowa t_1, o ile nie uzasadniono inaczej zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. d) ppkt (iv)	2 sekundy
w przypadku modułów wytwarzania energii bez inercji maksymalna dopuszczalna zwłoka początkowa t_1, o ile nie uzasadniono inaczej zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. d) ppkt (iv)	jak określił właściwy OSP
maksymalny dopuszczalny wybór czasu pełnego uruchomienia t_2, o ile dłuższe czasy uruchomienia nie zostały dopuszczone przez właściwego OSP ze względów stabilności systemu	30 sekund

e) w odniesieniu do regulacji odbudowy częstotliwości moduł wytwarzania energii zapewnia funkcje zgodnie z wymogami specyfikacji określonych przez właściwego OSP, mające na celu odbudowę znamionowej wartości częstotliwości lub utrzymanie przepływów energii elektrycznej między obszarami regulacyjnymi przy ich zaplanowanych wartościach;

▼B

f) w odniesieniu do odłączenia z powodu spadku częstotliwości zakłady wytwarzania energii, które mogą pełnić funkcję odbiorcy, w tym hydroenergetyczne szczytowo-pompowe zakłady wytwarzania energii, muszą mieć zdolność do odłączenia swojego odbioru w przypadku spadku częstotliwości. Wymóg, o którym mowa w niniejszym punkcie, nie obejmuje zasilania potrzeb własnych;

g) w odniesieniu do monitorowania w czasie rzeczywistym w trybie FSM:

(i) w celu monitorowania działania odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej interfejs komunikacyjny musi być tak wyposażony, aby w czasie rzeczywistym w zabezpieczony sposób przekazywać z zakładu wytwarzania energii do centrum sterowania siecią właściwego operatora systemu lub właściwego OSP, na żądanie właściwego operatora systemu lub właściwego OSP, przynajmniej następujące sygnały:

— sygnał stanu w trybie FSM (włączony/wyłączony),

— planowana generowana moc czynna,

— rzeczywista wartość generowanej mocy czynnej,

— rzeczywiste ►C2 nastawy ◄ parametru dla odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej,

— statyzm i strefa nieczułości;

▼C2

(ii) właściwy operator systemu i właściwy OSP określa dodatkowe sygnały, które mają być przekazywane przez zakład wytwarzania energii za pomocą urządzeń monitorowania i urządzeń rejestrujących w celu weryfikacji parametrów pracy rezerwy odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej uczestniczących modułów wytwarzania energii.

▼B

3. W odniesieniu do stabilności napięcia moduły wytwarzania energii typu C muszą mieć zdolność do automatycznego odłączenia, gdy wartość napięcia w punkcie przyłączenia osiągnie poziomy określone przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP.

▼C2

Warunki i nastawy dla rzeczywistego automatycznego odłączenia modułów wytwarzania energii są określane przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP.

▼B

4. Moduły wytwarzania energii typu C muszą spełniać następujące wymogi dotyczące odporności:

a) w przypadku oscylacji mocy moduły wytwarzania energii muszą utrzymywać stabilność w stanie ustalonym podczas pracy w dowolnym punkcie pracy wykresu zdolności P-Q;

b) nie naruszając przepisów art. 13 ust. 4 i 5, moduły wytwarzania energii muszą mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią i pracy bez ograniczenia mocy, dopóki napięcie i częstotliwość mieszczą się w granicach określonych na podstawie niniejszego rozporządzenia;

▼B

c) moduły wytwarzania energii muszą mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią w trakcie jednofazowego lub trójfazowego samoczynnego ponownego zamykania na liniach sieci zamkniętej, jeżeli ma to zastosowanie do sieci, do której są przyłączone. ►C2 Szczegółowe parametry takiej zdolności podlegają koordynacji i uzgodnieniom w kwestii schematów działania zabezpieczeń i ich nastaw, o których mowa w art. 14 ust. 5 lit. b). ◄

5. Moduły wytwarzania energii typu C muszą spełniać następujące wymogi dotyczące odbudowy systemu:

a) w odniesieniu do zdolności do rozruchu autonomicznego:

(i) zdolność do rozruchu autonomicznego nie jest obowiązkowa bez uszczerbku dla praw państw członkowskich do wprowadzenia obowiązkowych przepisów w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu;

(ii) właściciele zakładu wytwarzania energii, na wniosek właściwego OSP, przedstawiają ofertę dotyczącą zapewniania zdolności do rozruchu autonomicznego. Właściwy OSP może wystosować taki wniosek, jeżeli uzna, że występuje zagrożenie bezpieczeństwa systemu ze względu na brak zdolności do rozruchu autonomicznego w jego obszarze regulacyjnym;

(iii) moduł wytwarzania energii ze zdolnością do rozruchu autonomicznego musi mieć zdolność do rozpoczęcia pracy ze stanu wyłączenia bez zewnętrznego zasilania w czasie określonym przez właściwego operatora systemu lub właściwego OSP;

(iv) moduł wytwarzania energii ze zdolnością do rozruchu autonomicznego musi być zdolny do synchronizacji w granicach częstotliwości określonych w art. 13 ust. 1 lit. a) oraz, w stosownych przypadkach, w granicach napięcia określonych przez właściwego operatora systemu lub w art. 16 ust. 2;

▼C2

(v) moduł wytwarzania energii ze zdolnością do rozruchu autonomicznego musi mieć zdolność do automatycznego wyregulowania zapadów napięcia spowodowanych przyłączaniem odbioru;

▼B

(vi) moduł wytwarzania energii ze zdolnością do rozruchu autonomicznego musi:

▼C2

— mieć zdolność do wyregulowania przyłączenia odbiorów dla maksymalnej wielkości załączanego zapotrzebowania,

▼B

— mieć zdolność do pracy w trybach LFSM-O i LFSM-U, jako określono w ust. 2 lit. c) i art. 13 ust. 2,

— regulować częstotliwość w przypadku wzrostu częstotliwości lub spadku częstotliwości w całym zakresie generowanej mocy czynnej pomiędzy minimalnym poziomem regulacji i mocą maksymalną, a także na poziomie pracy na potrzeby własne,

— mieć zdolność do pracy równoległej z innymi modułami wytwarzania energii w ramach jednej wyspy oraz

▼B

— automatycznie regulować napięcie w trakcie odbudowy systemu;

b) w zakresie zdolności do udziału w pracy wyspowej:

(i) moduły wytwarzania energii muszą mieć zdolność do udziału w pracy wyspowej, jeżeli taki obowiązek nałoży właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP, oraz:

— wartości graniczne częstotliwości w przypadku pracy wyspowej to wartości ustanowione zgodnie z art. 13 ust. 1 lit. a),

— wartości graniczne napięcia w przypadku pracy wyspowej to wartości ustanowione zgodnie z, odpowiednio, art. 15 ust. 3 lub art. 16 ust. 2;

(ii) moduły wytwarzania energii muszą być w stanie pracować w trybie FSM w trakcie pracy wyspowej, jak określono w ust. 2 lit. d).

W przypadku nadwyżki mocy moduły wytwarzania energii muszą być zdolne do zmniejszania generowanej mocy czynnej od poprzedniego punktu pracy do nowego punktu pracy w ramach wykresu zdolności P-Q. W tym względzie moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do zmniejszania generowanej mocy czynnej zgodnie z maksimum swoich możliwości technicznych, ale co najmniej o 55 % swojej mocy maksymalnej;

(iii) metoda wykrywania przejścia od pracy w systemie wzajemnie połączonym do pracy wyspowej musi być uzgodniona między właścicielem zakładu wytwarzania energii i właściwym operatorem systemu w porozumieniu z właściwym OSP. Uzgodniona metoda wykrywania nie może polegać wyłącznie na sygnałach identyfikujących stan łączników na rozdzielni operatora systemu;

(iv) moduły wytwarzania energii muszą być w stanie pracować w trybie LFSM-O i LFSM-U w trakcie pracy wyspowej, jak określono w ust. 2 lit. c) i art. 13 ust. 2;

c) w odniesieniu do zdolności do szybkiej resynchronizacji:

(i) w przypadku odłączenia modułu wytwarzania energii od sieci moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do szybkiej resynchronizacji zgodnie ze strategią zabezpieczeń uzgodnioną między właściwym operatorem systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, i zakładem wytwarzania energii;

(ii) moduł wytwarzania energii o minimalnym czasie resynchronizacji dłuższym niż 15 minut po jego odłączeniu od wszelkich źródeł zasilania zewnętrznego musi być tak zaprojektowany, aby przechodził do pracy na potrzeby własne z dowolnego punktu pracy na wykresie zdolności P-Q. W takim przypadku wykrywanie pracy na potrzeby własne nie może polegać wyłącznie na sygnałach identyfikujących stan łączników na rozdzielni operatora systemu;

▼B

(iii) moduły wytwarzania energii muszą mieć zdolność do utrzymania się w pracy po przejściu do pracy na potrzeby własne, bez względu na sposób zasilania urządzeń potrzeb własnych i ogólnych. Minimalny czas pracy musi zostać określony przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP, biorąc pod uwagę specyfikę technologii napędu podstawowego.

6. Moduły wytwarzania energii typu C muszą spełniać następujące wymogi dotyczące ogólnego zarządzania systemem:

a) w odniesieniu do utraty stabilności kątowej lub utraty regulacji moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do odłączania się automatycznie od sieci, aby pomagać w zachowaniu bezpieczeństwa systemu lub zapobiegać uszkodzeniom modułu wytwarzania energii. Właściciel zakładu wytwarzania energii i właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP uzgadniają kryteria wykrywania utraty stabilności kątowej lub utraty regulacji;

b) w odniesieniu do oprzyrządowania:

(i) ►C2 zakłady wytwarzania energii muszą być wyposażone w instalację zapewniającą rejestrację zakłóceń i monitorowanie zachowania systemu w stanach dynamicznych. Powyższa instalacja rejestruje następujące parametry: ◄

— napięcie,

— moc czynną,

— moc bierną oraz

— częstotliwość.

Właściwy operator systemu ma prawo określić jakość parametrów zasilania, które należy spełnić, pod warunkiem że odbywa się to z odpowiednim wyprzedzeniem;

▼C2

(ii) nastawy urządzeń do rejestrowania zakłóceń, w tym kryteria wyzwalania i częstotliwość próbkowania, muszą być uzgodnione pomiędzy właścicielem zakładu wytwarzania energii i właściwym operatorem systemu w porozumieniu z właściwym OSP;

(iii) monitorowanie zachowania systemu w stanach dynamicznych musi obejmować wyzwalacz oscylacyjny, określony przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP w celu wykrywania źle wytłumionych oscylacji mocy;

▼B

(iv) ►C2 instalacje monitorowania jakości zasilania oraz zachowania systemu w stanach dynamicznych muszą uwzględniać możliwość dostępu do informacji dla właściciela zakładu wytwarzania energii, właściwego operatora systemu i właściwego OSP. ◄ Protokoły komunikacyjne dla zarejestrowanych danych muszą być uzgadniane między właścicielem zakładu wytwarzania energii, właściwym operatorem systemu i właściwym OSP;

▼B

c) w odniesieniu do modeli symulacyjnych:

(i) ►C2 na wniosek właściwego operatora systemu lub właściwego OSP, właściciel zakładu wytwarzania energii musi zapewniać modele symulacyjne, które odpowiednio odzwierciedlają zachowanie modułu wytwarzania energii zarówno w stanie ustalonym, jak i w stanie dynamicznym (składowa 50 Hz) lub w symulacjach elektromagnetycznych stanów przejściowych. ◄

Właściciel zakładu wytwarzania energii musi zapewnić, aby udostępnione modele zostały zweryfikowane na podstawie testów zgodności, o których mowa w rozdziałach 2, 3 i 4 w tytule IV, i musi przekazać wyniki weryfikacji właściwemu operatorowi systemu lub właściwemu OSP. Państwa członkowskie mogą żądać, aby taka weryfikacja została przeprowadzona przez upoważniony podmiot certyfikujący;

(ii) modele zapewniane przez właściciela zakładu wytwarzania energii muszą zawierać następujące podmodele w zależności od występowania poszczególnych komponentów:

— prądnica i napęd podstawowy,

— regulacja obrotów i mocy,

— regulacja napięcia, w tym – we właściwych przypadkach – funkcja stabilizatora systemu elektroenergetycznego („PSS”) i układ regulacji wzbudzenia,

— modele zabezpieczeń modułu wytwarzania energii elektrycznej uzgodnione przez właściwego operatora systemu i właściciela zakładu wytwarzania energii oraz

— modele konwerterów dla modułów parku energii;

(iii) wniosek właściwego operatora systemu, o którym mowa w ppkt (i), musi być skoordynowany z właściwym OSP. Wniosek musi zawierać:

— format, w jakim należy przekazywać modele,

— dokumentację dotyczącą struktury modelu i schematy blokowe,

— szacunkowe minimalne i maksymalne wartości mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia, wyrażone w MVA, jako wartość równoważna w stosunku do sieci;

(iv) właściciel zakładu wytwarzania energii musi na żądanie przekazać zarejestrowane dane dotyczące ►C2 parametrów pracy ◄ modułu wytwarzania energii właściwemu operatorowi systemu lub właściwemu OSP. Właściwy operator systemu lub właściwy OSP może wystąpić o dane w celu porównania odpowiedzi modeli z zarejestrowanymi danymi;

d) w odniesieniu do instalacji urządzeń zapewniających pracę systemu i urządzeń zapewniających bezpieczeństwa systemu, w przypadku gdy właściwy operator systemu lub właściwy OSP uzna, że konieczna jest instalacja dodatkowych urządzeń w zakładzie wytwarzania energii w celu zachowania lub odbudowy pracy systemu lub jego bezpieczeństwa, właściwy operator systemu lub właściwy OSP oraz właściciel zakładu wytwarzania energii muszą rozpoznać sprawę i uzgodnić właściwe rozwiązanie;

▼B

e) właściwy operator systemu określa, w porozumieniu z właściwym OSP, minimalne i maksymalne wartości graniczne prędkości zmiany generowanej mocy czynnej (wartości graniczne zmian) zarówno w zakresie dodatniej, jak i ujemnej zmiany generowanej mocy czynnej modułu wytwarzania energii, z uwzględnieniem specyfiki technologii napędu podstawowego;

f) układ uziemienia w punkcie zerowym po stronie sieci transformatorów blokowych musi spełniać specyfikacje właściwego operatora systemu.

Artykuł 16

Wymogi ogólne dotyczące modułów wytwarzania energii typu D

1. Oprócz spełniania wymogów wymienionych w art. 13 (z wyjątkiem ust. 2 lit. b), ust. 6 i ust. 7), w art. 14 (z wyjątkiem ust. 2) i w art. 15 (z wyjątkiem ust. 3), moduły wytwarzania energii typu D muszą spełniać wymogi określone w niniejszym artykule.

2. ►C2 Moduły wytwarzania energii typu D muszą spełniać następujące wymogi dotyczące stabilności napięcia: ◄

a) ►C2 w odniesieniu do zakresów napięcia: ◄

(i) nie naruszając przepisów art. 14 ust. 3 lit. a) i ust. 3 lit. a) poniżej, moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią i pracy w zakresach napięcia sieciowego w punkcie przyłączenia, wyrażanego za pomocą stosunku napięcia w punkcie przyłączenia do napięcia referencyjnego 1 pu i w okresach określonych w tabelach 6.1 i 6.2;

▼C2

(ii) właściwy OSP może określić krótsze okresy, w czasie których moduły wytwarzania energii muszą mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią w przypadku jednoczesnego wzrostu napięcia i spadku częstotliwości lub jednoczesnego spadku napięcia i wzrostu częstotliwości;

▼B

(iii) niezależnie od przepisów ppkt (i) właściwy OSP w Hiszpanii może zobowiązać moduły wytwarzania energii do posiadania zdolności do zachowania połączenia z siecią w zakresie napięcia od 1,05 pu względnej do 1,0875 pu przez nieokreślony czas;

(iv) w przypadku poziomu napięcia sieci 400 kV (określanego ewentualnie często jako poziom 380 kV) napięcia referencyjnego 1 pu wynosi 400 kV, w przypadku innych wartości napięcia sieciowego napięcie referencyjne 1 pu może być różne dla każdego operatora systemu w tym samym obszarze synchronicznym;

(v) niezależnie od przepisów ppkt (i) właściwi OSP w bałtyckim obszarze synchronicznym mogą zobowiązać moduły wytwarzania energii do zachowania połączenia z siecią 400 kV w zakresach napięcia i w okresach mających zastosowanie w obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej.

▼B

Tabela 6.1

Obszar synchroniczny	Zakres napięcia	Czas pracy
Europa kontynentalna	0,85 pu – 0,90 pu	60 minut
	0,90 pu – 1,118 pu	nieograniczony
	1,118 pu – 1,15 pu	określa każdy OSP, ale nie krócej niż 20 minut i nie dłużej niż 60 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 – 0,90 pu	30 minut
	0,90 pu – 1,118 pu	nieograniczony
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minut

Tabela przedstawia minimalne czasy, w trakcie których moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego 1 pu w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci, gdy napięcie bazowe dla jednostek względnych (pu) waha się od 110 kV do 300 kV.

Tabela 6.2

Obszar synchroniczny	Zakres napięcia	Czas pracy
Europa kontynentalna	0,85 pu – 0,90 pu	60 minut
	0,90 pu – 1,05 pu	nieograniczony
	1,05 pu – 1,10 pu	określa każdy OSP, ale nie krócej niż 20 minut i nie dłużej niż 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 – 0,90 pu	20 minut
	0,90 pu – 1,097 pu	nieograniczony
	1,097 pu – 1,15 pu	20 minut

Tabela przedstawia minimalne czasy, w trakcie których moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego 1 pu w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci, gdy napięcie bazowe dla jednostek względnych waha się od 300 kV do 400 kV;

▼B

b) Szersze zakresy napięcia lub dłuższe minimalne okresy pracy mogą zostać uzgodnione między właściwym operatorem systemu a właścicielem zakładu wytwarzania energii w porozumieniu z właściwym OSP. Jeżeli szersze zakresy napięcia lub dłuższe minimalne czasy pracy są możliwe pod względem ekonomicznym i technicznym, właściciel zakładu wytwarzania energii nie może bez uzasadnienia odmówić zgody;

c) nie naruszając przepisów lit. a), właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP ma prawo określić wartości napięcia w punkcie przyłączenia, przy których moduł wytwarzania energii ma zdolność do automatycznego odłączenia. Warunki i ►C2 nastawy ◄ dla automatycznego odłączenia muszą zostać uzgodnione między właściwym operatorem systemu i właścicielem zakładu wytwarzania energii.

3. Moduły wytwarzania energii typu D muszą spełniać następujące wymogi dotyczące odporności:

a) w odniesieniu do zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia:

(i) moduły wytwarzania energii muszą mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią i kontynuacji stabilnej pracy po zakłóceniu systemu przez wyłączone zwarcia. Powyższa zdolność musi być zgodna z przebiegiem napięcia w czasie w punkcie przyłączenia w warunkach zakłóceniowych określonych przez właściwego OSP.

Przebieg napięcia w czasie musi wyrażać dolną wartość graniczną rzeczywistego przebiegu napięcia międzyfazowego na poziomie napięcia w sieci w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia symetrycznego, jako funkcję czasu przed zwarciem, w trakcie zwarcia i po zwarciu.

Powyższa dolna wartość graniczna musi zostać określona przez właściwego OSP przy użyciu parametrów określonych na rys. 3 i w zakresach określonych w tabelach 7.1 i 7.2 dla modułów wytwarzania energii typu D przyłączonych na poziomie 110 kV lub wyższym.

Powyższa dolna wartość graniczna musi również zostać określona przez właściwego OSP przy użyciu parametrów określonych na rys. 3 i w zakresach określonych w tabelach 3.1 i 3.2 dla modułów wytwarzania energii typu D przyłączonych na poziomie niższym niż 110 kV;

(ii) każdy OSP określa warunki przedzakłóceniowe i pozakłóceniowe odnośnie do zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia, o których mowa w art. 14 ust. 3 lit. a) ppkt (iv). Określone warunki przedzakłóceniowe i pozakłóceniowe odnośnie do zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia muszą być podawane do publicznej wiadomości.

▼B

Tabela 7.1

Parametry dotyczące rys. 3 w zakresie zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
U_{ret}:	0	t_{clear}:	0,14–0,15 (lub 0,14–0,25, jeżeli takie są wymagania w zakresie systemu zabezpieczeń i bezpiecznego działania)
U_{clear}:	0,25	t_{rec1}:	t_{clear} – 0,45
U_{rec1}:	0,5 – 0,7	t_{rec2}:	t_{rec1} – 0,7
U_{rec2}:	0,85 – 0,9	t_{rec3}:	t_{rec2} – 1,5

Tabela 7.2

Parametry dotyczące rys. 3 w zakresie zdolności ►C2 modułów parku energii ◄ do pozostania w pracy podczas zwarcia

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
U_{ret}:	0	t_{clear}:	0,14–0,15 (lub 0,14–0,25, jeżeli takie są wymagania w zakresie systemu zabezpieczeń i bezpiecznego działania)
U_{clear}:	U_{ret}	t_{rec1}:	t_{clear}
U_{rec1}:	U_{clear}	t_{rec2}:	t_{rec1}
U_{rec2}:	0,85	t_{rec3}:	1,5 – 3,0

b) na wniosek właściciela zakładu wytwarzania energii, właściwy operator systemu podaje warunki przedzakłóceniowe i pozakłóceniowe odnośnie do zdolności do utrzymania w pracy podczas zwarcia będące wynikiem obliczeń w punkcie przyłączenia, określone w art. 14 ust. 3 lit. a) ppkt (iv), dotyczących:

   (i) minimalnej przedzakłóceniowej mocy zwarciowej w każdym punkcie przyłączenia, wyrażonej w MVA;

   (ii) przedzakłóceniowego punktu pracy modułu wytwarzania energii wyrażonego jako generowana moc czynna i generowana moc bierna w punkcie przyłączenia oraz jako napięcie w punkcie przyłączenia; oraz

   (iii) minimalnej pozakłóceniowej mocy zwarciowej w każdym punkcie przyłączenia, wyrażonej w MVA;

c) zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia w przypadku zwarć niesymetrycznych określa każdy OSP.

4. Moduły wytwarzania energii typu D muszą spełniać następujące wymogi dotyczące ogólnego zarządzania systemem:

a) w odniesieniu do synchronizacji, w chwili uruchomienia modułu wytwarzania energii synchronizację wykonuje właściciel zakład wytwarzania energii dopiero po uzyskaniu zezwolenia właściwego operatora systemu;

b) moduł wytwarzania energii elektrycznej musi być wyposażony w niezbędne instalacje synchronizacji;

▼B

c) synchronizacja modułów wytwarzania energii musi być możliwa przy częstotliwościach mieszczących się w granicach przedziałów określonych w tabeli 2;

d) właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii uzgadniają ►C2 nastawy ◄ urządzeń synchronizacji, które mają być wprowadzone przed rozpoczęciem pracy modułu wytwarzania energii. Takie uzgodnienie musi obejmować:

(i) napięcie;

(ii) częstotliwość;

(iii) zakres kąta fazowego;

(iv) kolejność faz;

(v) odchylenia napięcia i częstotliwości.

ROZDZIAŁ 2

Wymogi dotyczące synchronicznych modułów wytwarzania energii

Artykuł 17

Wymogi dotyczące synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B

1. Synchroniczne moduły wytwarzania energii typu B muszą spełniać wymogi wymienione w art. 13 z wyjątkiem ust. 2 lit. b) i w art. 14.

2. Synchroniczne moduły wytwarzania energii typu B muszą spełniać następujące dodatkowe ►C2 wymogi dotyczące stabilności napięcia ◄:

a) w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej właściwy operator systemu ma prawo do określenia zdolności modułu wytwarzania energii do zapewnienia mocy biernej;

▼C2

b) w odniesieniu do układu regulacji napięcia synchroniczny moduł wytwarzania energii musi być wyposażony w stały automatyczny układ regulacji wzbudzenia, który może zapewniać stałe napięcie na zaciskach prądnicy przy możliwości wyboru wartości zadanej bez braku stabilności w całym zakresie pracy synchronicznego modułu wytwarzania energii.

▼B

3. Odnośnie do odporności synchroniczne moduły wytwarzania energii typu B muszą mieć zdolność do zapewnienia pozakłóceniowego odtwarzania mocy czynnej. Właściwy OSP określa wielkość i czas odtwarzania mocy czynnej B.

▼B

Artykuł 18

Wymogi dotyczące synchronicznych modułów wytwarzania energii typu C

1. Synchroniczne moduły wytwarzania energii typu C muszą spełniać wymogi określone w artykułach 13, 14, 15 i 17, z wyjątkiem art. 13 ust. 2 lit. b) i art. 13 ust. 6, art. 14 ust. 2 i art. 17 ust. 2 lit. a).

2. Synchroniczne moduły wytwarzania energii typu C muszą spełniać następujące dodatkowe ►C2 wymogi dotyczące stabilności napięcia ◄:

a) w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej, właściwy operator systemu może określić uzupełniającą moc bierną, która musi być zapewniona, jeżeli punkt przyłączenia synchronicznego modułu wytwarzania energii 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 zapotrzebowanie na moc bierną linii wysokiego napięcia lub kabla pomiędzy zaciskami wysokiego napięcia transformatora blokowego synchronicznego modułu wytwarzania energii 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;

b) w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej przy mocy maksymalnej:

(i) właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP określa wymogi dotyczące zdolności do zapewnienia generacji mocy biernej w funkcji zmieniającego się napięcia. W tym celu właściwy operator systemu musi określić profil U-Q/P_{max} w granicach, w których synchroniczny moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do dostarczania mocy biernej przy mocy maksymalnej. Określony profil U-Q/P_{max} może mieć dowolny kształt pod warunkiem uwzględnienia ewentualnych kosztów realizacji zdolności do zapewnienia produkcji mocy biernej przy wysokich wartościach napięcia i zużycia mocy biernej przy niskich wartościach napięcia;

(ii) profil U-Q/P_{max} musi zostać określony przez właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP, zgodnie z poniższymi zasadami:

— profil U-Q/P_{max} nie może przekraczać obwiedni profilu U-Q/P_{max} przedstawionej jako obwiednia wewnętrzna na rys. 7,

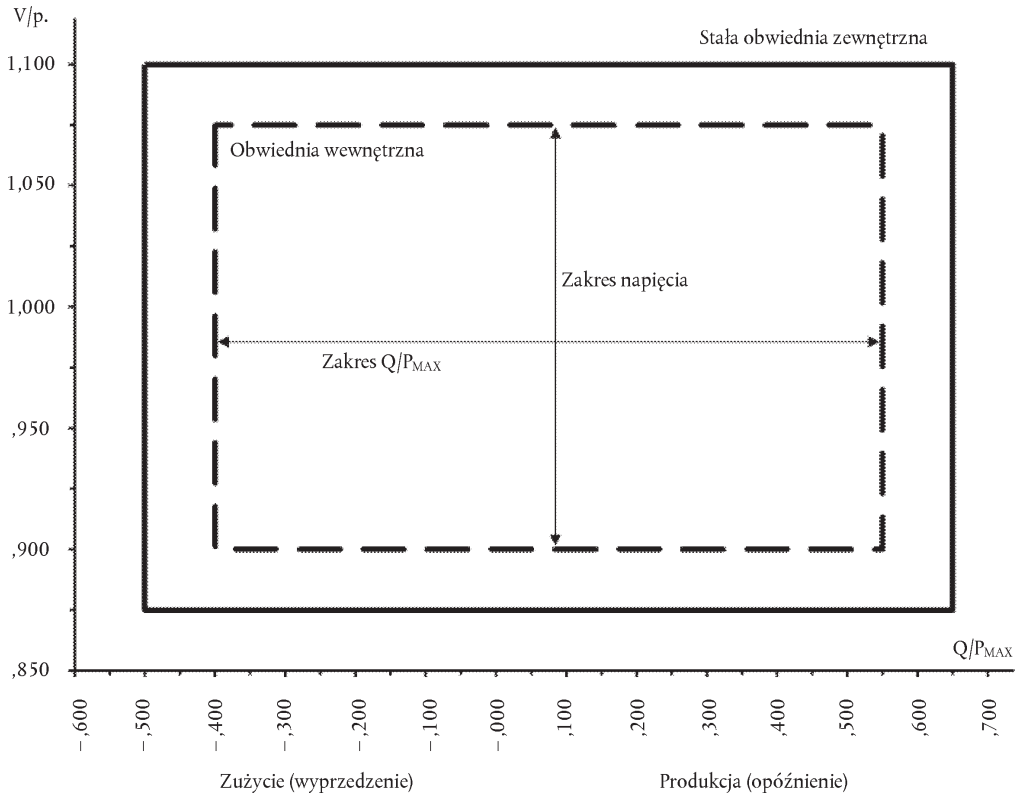
— wymiary obwiedni profilu U-Q/P_{max} (zakres Q/P_{max} i zakres napięcia) muszą się mieścić w zakresie określonym dla każdego obszaru synchronicznego w tabeli 8 oraz

— położenie obwiedni profilu U-Q/P_{max} musi się mieścić w granicach stałej obwiedni zewnętrznej przedstawionej na rys. 7.

▼B

Rysunek 7

Profil U-Q/P_{max} synchronicznego modułu wytwarzania energii



Na wykresie przedstawiono granice profilu U-Q/P_{max} z podziałem na wartości napięcia w punkcie przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości i napięcia referencyjnego 1 pu, w porównaniu ze stosunkiem mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (P_{max}). Położenie, wielkość i kształt obwiedni wewnętrznej są orientacyjne.

Tabela 8

Parametry obwiedni wewnętrznej na rys. 7

Obszar synchroniczny	Maksymalny zakres Q/P_{max}	Maksymalny zakres poziomu napięcia w stanie ustalonym w jednostkach względnych
Europa kontynentalna	0,95	0,225
Nordycki	0,95	0,150
Wielka Brytania	0,95	0,225
Irlandia i Irlandia Północna	1,08	0,218
Bałtycki	1,0	0,220

(iii) wymóg dotyczący zdolności do zapewnienia generacji mocy biernej ma zastosowanie w punkcie przyłączenia. W przypadku kształtów profili innych niż prostokątne zakresy napięcia przedstawiają najwyższą i najniższą wartość. Nie oczekuje się zatem, aby pełny zakres mocy biernej był dostępny dla wszystkich wartości napięcia w stanie ustalonym;

▼B

(iv) synchroniczny moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do przechodzenia do dowolnego punktu pracy w granicach profilu U-Q/P_{max} we właściwej skali czasowej odpowiadającej wartościom docelowym zadanym przez właściwego operatora systemu;

c) w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej poniżej mocy maksymalnej w trakcie pracy przy generowanej mocy czynnej poniżej mocy maksymalnej ($P<P_{max}$), synchroniczne moduły wytwarzania energii muszą mieć zdolność do pracy w każdym możliwym punkcie pracy na wykresie zdolności P-Q prądnicy synchronicznego modułu wytwarzania energii, z obniżeniem co najmniej do stabilnego poziomu pracy. Nawet przy obniżonej generowanej mocy czynnej zasilanie mocą bierną w punkcie przyłączenia musi w pełni odpowiadać wykresowi zdolności P-Q prądnicy danego synchronicznego modułu wytwarzania energii, z uwzględnieniem, w razie potrzeby, zasilania potrzeb własnych oraz strat mocy czynnej i biernej transformatora blokowego.

Artykuł 19

Wymogi dotyczące synchronicznych modułów wytwarzania energii typu D

1. Synchroniczne moduły wytwarzania energii typu D muszą spełniać wymogi określone w art. 13 (z wyjątkiem ust. 2 lit. b) oraz ust. 6 i 7), w art. 14 (z wyjątkiem ust. 2), w art. 15 (z wyjątkiem ust. 3), w art. 16, w art. 17 (z wyjątkiem ust. 2) i w art. 18.

2. Synchroniczne moduły wytwarzania energii typu D muszą spełniać następujące dodatkowe ►C2 wymogi dotyczące stabilności napięcia ◄:

a) parametry i ►C2 nastawy ◄ elementów układu regulacji napięcia muszą być uzgodnione przez właściciela zakładu wytwarzania energii i właściwego operatora systemu, w porozumieniu z właściwym OSP;

b) ►C2 umowa, o której mowa w lit. a), musi obejmować specyfikacje i parametry pracy automatycznego regulatora napięcia („AVR”) w odniesieniu do regulacji napięcia w stanie ustalonym i napięcia w stanie przejściowym, a także specyfikacje i parametry pracy układu regulacji wzbudzenia. ◄

(i) ograniczenia szerokości pasma sygnału wyjściowego w celu zagwarantowania, że najwyższa częstotliwość odpowiedzi nie może wzbudzić oscylacji skrętnych w innych modułach wytwarzania energii przyłączonych do sieci;

(ii) ogranicznik niedowzbudzenia w celu uniemożliwienia AVR zmniejszenia wzbudzenia prądnicy do poziomu, który stanowiłby zagrożenie dla stabilności synchronicznej;

(iii) ogranicznik maksymalnego prądu wzbudzenia w celu zagwarantowania, że wzbudzenie prądnicy nie jest ograniczone do wartości poniżej maksymalnej wartości, którą można uzyskać przy jednoczesnym zagwarantowaniu, że synchroniczny moduł wytwarzania energii pracuje w ramach wartości granicznych przewidzianych w projekcie;

▼B

(iv) ogranicznik prądu stojana; oraz

(v) funkcję PSS w celu tłumienia oscylacji mocy w przypadku, gdy wielkość synchronicznego modułu wytwarzania energii przekracza wartość mocy maksymalnej określonej przez właściwego OSP.

3. Właściwy OSP i właściciel zakładu wytwarzania energii muszą zawrzeć umowę dotyczącą zdolności technicznej modułu wytwarzania energii w celu wspomagania stabilności kątowej w warunkach zakłóceń.

ROZDZIAŁ 3

Wymogi dotyczące modułów parku energii

Artykuł 20

Wymogi dotyczące modułów parku energii typu B

1. Moduły parku energii typu B muszą spełniać wymogi określone w art. 13 (z wyjątkiem ust. 2 lit. b) i art. 14.

2. Moduły parku energii typu B muszą spełniać następujące dodatkowe ►C2 wymogi dotyczące stabilności napięcia ◄:

a) w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej właściwy operator systemu ma prawo do określenia zdolności modułu parku energii do zapewnienia mocy biernej;

b) właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP ma prawo określić, że moduł parku energii musi mieć zdolność do zapewnienia szybkiego prądu zwarciowego w punkcie przyłączenia w przypadku zwarć symetrycznych (trójfazowych), zgodnie z następującymi warunkami:

(i) moduł parku energii musi mieć zdolność włączania zasilania szybkim prądem zwarciowym poprzez:

— zapewnienie zasilania szybkim prądem zwarciowym w punkcie przyłączenia lub

— pomiar odchyleń napięcia na zaciskach poszczególnych jednostek modułu parku energii i zapewnienie szybkiego prądu zwarciowego na zaciskach tych jednostek;

(ii) właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP określa:

— w jaki sposób i kiedy odchylenie napięcia i koniec odchylenia napięcia mają być określane,

▼B

— charakterystykę szybkiego prądu zwarciowego, z uwzględnieniem domeny czasowej do pomiaru odchylenia napięcia i szybkiego prądu zwarciowego, w przypadku której prąd i napięcie można mierzyć w sposób inny niż w metodzie określonej w art. 2,

— czas i dokładność szybkiego prądu zwarciowego, który może mieć kilka etapów w trakcie zwarcia i po jego usunięciu;

c) w odniesieniu do zasilania szybkim prądem zwarciowym w przypadku zwarć niesymetrycznych (jedno- lub dwu-fazowych) właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP ma prawo określić wymóg dotyczący niesymetrycznego impulsu prądu.

3. Moduły parku energii typu B muszą spełniać następujące dodatkowe wymogi dotyczące odporności:

a) właściwy OSP określa pozakłóceniowe odtwarzanie mocy czynnej, do zapewnienia której moduł parku energii ma zdolność, a także określa:

(i) kiedy rozpoczyna się pozakłóceniowe odtwarzanie mocy czynnej w oparciu o kryterium napięcia;

(ii) maksymalny dozwolony czas odtwarzania mocy czynnej; oraz

(iii) wielkość i dokładność odtwarzania mocy czynnej;

b) specyfikacje muszą być zgodne z następującymi zasadami:

(i) współzależność między wymogami dotyczącymi szybkiego prądu zwarciowego zgodnie z ust. 2 lit. b) i c) oraz odtwarzania mocy czynnej;

(ii) zależność między czasami odtwarzania mocy czynnej oraz czasem trwania odchyleń napięcia;

(iii) określony maksymalny dozwolony czas odtwarzania mocy czynnej;

(iv) współmierność poziomu powrotu napięcia do minimalnej wielkości odtwarzania mocy czynnej; oraz

(v) odpowiednie tłumienie oscylacji mocy czynnej.

Artykuł 21

Wymogi dotyczące modułów parku energii typu C

1. Moduły parku energii typu C muszą spełniać wymogi wymienione w art. 13 (z wyjątkiem ust. 2 lit. b) i ust. 6), w art. 14 (z wyjątkiem ust. 2), art. 15 i w art. 20 (z wyjątkiem ust. 2 lit. a)), chyba że w ust. 3 lit. d) ppkt (v) określono inaczej.

▼B

2. Moduły parku energii typu C muszą spełniać następujące dodatkowe wymogi dotyczące stabilności częstotliwościowej:

a) właściwy OSP ma prawo do określenia, że moduły parku energii muszą mieć zdolność do zapewnienia inercji syntetycznej w trakcie bardzo szybkich odchyleń częstotliwości;

▼C2

b) właściwy OSP musi określić zasadę działania układów regulacji zainstalowanych w celu zapewnienia inercji syntetycznej i odpowiednie parametry pracy.

▼B

3. Moduły parku energii typu C muszą spełniać następujące dodatkowe ►C2 wymogi dotyczące stabilności napięcia ◄:

a) 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 nie znajduje na zaciskach wysokiego napięcia transformatora blokowego doprowadzającego do poziomu napięcia punktu przyłączenia ani na zaciskach przekształtnika, w przypadku gdy nie występuje transformator blokowy. Taka uzupełniająca moc bierna musi kompensować zapotrzebowanie na moc bierną linii wysokiego napięcia lub kabla pomiędzy zaciskami wysokiego napięcia transformatora blokowego modułu parku energii lub zaciskami jego przekształtnika, w przypadku gdy nie występuje transformator blokowy, a punktem przyłączenia i musi zostać zapewniona przez odpowiedzialnego właściciela danej linii lub kabla;

b) w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej przy mocy maksymalnej:

(i) właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP określa wymogi dotyczące zdolności do zapewnienia generacji mocy biernej w funkcji zmieniającego się napięcia. W tym celu musi określić profil U-Q/P_{max}, który może mieć dowolny kształt w granicach, w których moduł parku energii musi mieć zdolność do zapewnienia mocy biernej przy mocy maksymalnej;

(ii) profil U-Q/P_{max} musi zostać określony przez każdego właściwego operatora w porozumieniu z właściwym OSP, zgodnie z poniższymi zasadami:

— profil U-Q/P_{max} nie może przekraczać obwiedni profilu U-Q/P_{max} przedstawionej jako obwiednia wewnętrzna na rys. 8,

— wymiary obwiedni profilu U-Q/P_{max} (zakres Q/P_{max} i zakres napięcia) muszą się mieścić w wartościach określonych dla każdego obszaru synchronicznego w tabeli 9,

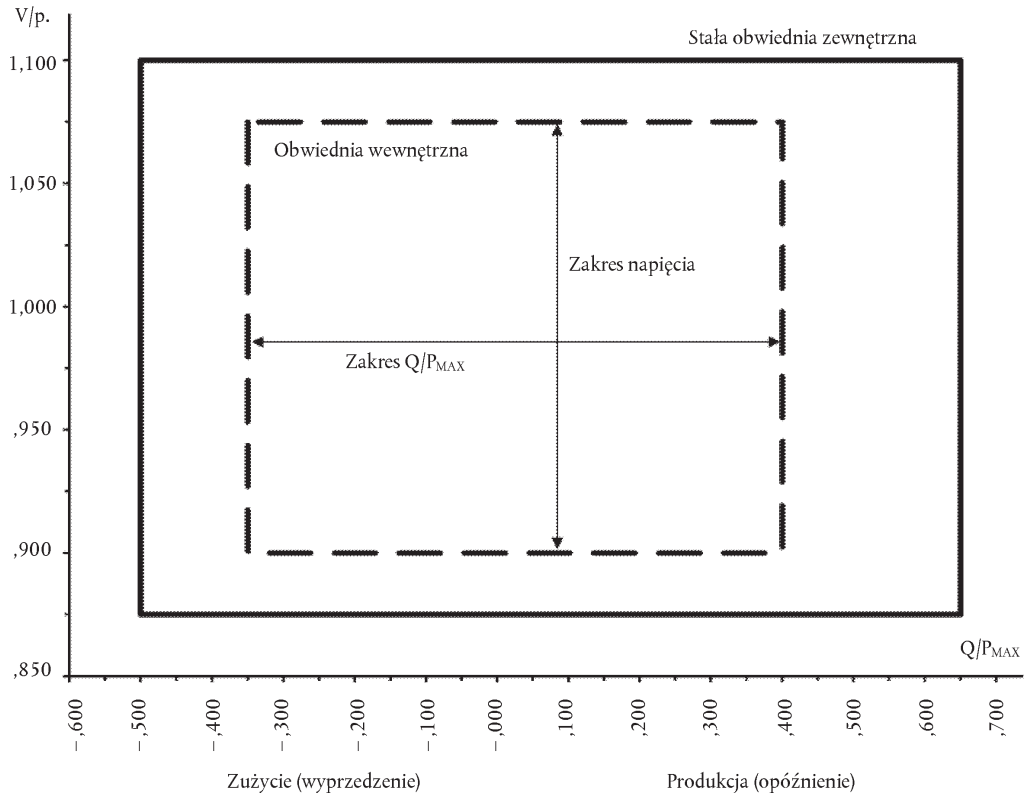
— położenie obwiedni profilu U-Q/P_{max} musi się mieścić w granicach stałej obwiedni zewnętrznej określonej na rys. 8 oraz

— określony profil U-Q/P_{max} może mieć dowolny kształt pod warunkiem uwzględnienia ewentualnych kosztów realizacji zdolności do zapewnienia produkcji mocy biernej przy wysokich wartościach napięcia i zużycia mocy biernej przy niskich wartościach napięcia.

▼B

Rysunek 8

Profil U-Q/P_{max} modułu parku energii



Na wykresie przedstawiono granice profilu U-Q/P_{max} z podziałem na wartości napięcia w punkcie przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości do napięcia referencyjnego 1 pu, w porównaniu ze stosunkiem mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (P_{max}). Położenie, wielkość i kształt obwiedni wewnętrznej są orientacyjne.

Tabela 9

Parametry obwiedni wewnętrznej na rys. 8

Obszar synchroniczny	Maksymalny zakres Q/P_{max}	Maksymalny zakres poziomu napięcia w stanie ustalonym w jednostkach względnych
Europa kontynentalna	0,75	0,225
Nordycki	0,95	0,150
Wielka Brytania	0,66	0,225
Irlandia i Irlandia Północna	0,66	0,218
Bałtycki	0,80	0,220

▼B

(iii) wymóg dotyczący zdolności do zapewnienia generacji mocy biernej ma zastosowanie w punkcie przyłączenia. W przypadku kształtów profili innych niż prostokątne zakresy napięcia przedstawiają najwyższą i najniższą wartość. Nie oczekuje się zatem, aby pełny zakres mocy biernej był dostępny dla wszystkich wartości napięcia w stanie ustalonym;

c) w odniesieniu do zdolności do generacji mocy biernej poniżej mocy maksymalnej:

(i) właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP określa wymogi dotyczące zdolności do zapewnienia generacji mocy biernej i określa profil P-Q/P_{max}, który może mieć dowolny kształt w granicach, w których moduł parku energii musi mieć zdolność do zapewnienia mocy biernej przy mocy mniejszej niż moc maksymalna;

(ii) profil P-Q/P_{max} musi zostać określony przez każdego właściwego operatora systemu w porozumieniu z właściwym OSP, zgodnie z poniższymi zasadami:

— profil P-Q/P_{max} nie może przekraczać obwiedni profilu P-Q/P_{max} przedstawionego jako obwiednia wewnętrzna na rys. 9,

— zakres Q/P_{max} obwiedni profilu P-Q/P_{max} został określony dla każdego obszaru synchronicznego w tabeli 9,

— zakres mocy czynnej profilu P-Q/P_{max} przy zerowej wartości mocy biernej wynosi 1 jednostkę względną,

— profil P-Q/P_{max} może mieć dowolny kształt i musi uwzględniać warunki dotyczące zdolności do generacji mocy biernej przy wartości mocy czynnej równej zero oraz

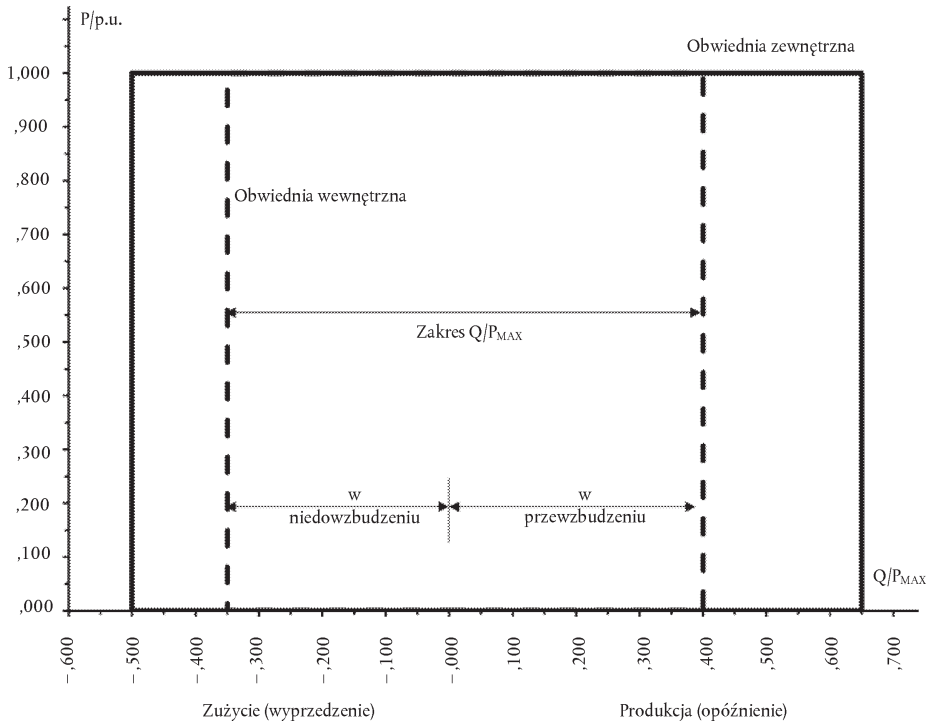
— położenie obwiedni profilu P-Q/P_{max} musi się mieścić w granicach stałej obwiedni zewnętrznej przedstawionej na rys. 9;

(iii) w trakcie pracy przy generowanej mocy czynnej poniżej mocy maksymalnej ($P<P_{max}$) moduł parku energii musi mieć zdolność do zapewnienia mocy biernej w każdym punkcie pracy w ramach profilu P-Q/P_{max}, jeżeli wszystkie jednostki tego modułu parku energii są dostępne pod względem technicznym, tzn. nie są wyłączone z eksploatacji z powodu konserwacji lub awarii, w przeciwnym razie może wystąpić mniejsza zdolność do generacji mocy biernej z uwzględnieniem dostępności technicznej.

▼B

Rysunek 9

Profil P-Q/P_{max} modułu parku energii



Na wykresie przedstawiono granice profilu P -Q/P_{max} w punkcie przyłączenia z podziałem na wartości mocy czynnej, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości do mocy maksymalnej w dla jednostek względnych (pu), w porównaniu ze stosunkiem mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (P_{max}). Położenie, wielkość i kształt obwiedni wewnętrznej są orientacyjne.

(iv) moduł parku energii musi mieć zdolność do przechodzenia do dowolnego punktu pracy w granicach profilu P-Q/P_{max} we właściwej skali czasowej odpowiadającej wartościom docelowym zadanym przez właściwego operatora systemu;

d) w odniesieniu do trybów regulacji mocy biernej:

(i) moduł parku energii musi mieć zdolność do automatycznego zapewniania mocy biernej za pomocą trybu regulacji napięcia, trybu regulacji mocy biernej lub trybu regulacji współczynnika mocy;

▼C2

(ii) na potrzeby trybu regulacji napięcia moduł parku energii musi mieć zdolność do wspierania regulacji napięcia w punkcie przyłączenia poprzez zapewnienie wymiany mocy biernej z siecią przy wartości zadanej napięcia obejmującej 0,95–1,05 pu w skokach nie większych niż 0,01 pu, przy zboczu o zakresie co najmniej 2–7 % w skokach nie większych niż 0,5 %. Generowana moc bierna musi wynosić zero, gdy wartość napięcia sieci w punkcie przyłączenia jest równa wartości zadanej napięcia;

▼C2

(iii) praca wartości zadanej może się odbywać ze strefą nieczułości lub bez strefy nieczułości, którą można wybrać z zakresu od zera do +-5 % napięcia referencyjnego 1 pu w sieci w skokach nie większych niż 0,5 %;

▼B

(iv) w następstwie skokowej zmiany napięcia moduł parku energii musi mieć zdolność do osiągnięcia 90 % zmiany generowanej mocy biernej w czasie t_1, który określa właściwy operator systemu w przedziale 1–5 sekund, i musi osiągnąć wartość określoną przez zbocze w czasie t_2 określanym przez właściwego operatora systemu w przedziale 5–60 sekund, przy tolerancji stanu ustalonego mocy biernej nie większej niż 5 % maksymalnej mocy biernej. Właściwy operator systemu określa specyfikacje czasowe;

▼C2

(v) na potrzeby trybu regulacji mocy biernej moduł parku energii musi mieć zdolność do wyznaczania wartości zadanej w dowolnym miejscu przedziału mocy biernej określonego w art. 20 ust. 2 lit. a) oraz w art. 21 ust. 3 lit. a) i b), przy zadanych skokach nie większych niż 5 Mvar lub 5 % (w zależności od tego, która z tych wartości jest mniejsza) pełnej mocy biernej, przy regulacji mocy biernej w punkcie przyłączenia z dokładnością w granicach plus/minus 5 Mvar lub plus/minus 5 % (w zależności od tego, która z tych wartości jest mniejsza) pełnej mocy biernej;

▼B

(vi) ►C2 na potrzeby trybu regulacji współczynnika mocy moduł parku energii musi mieć zdolność do regulowania współczynnika mocy w punkcie przyłączenia w wymaganym przedziale mocy biernej, określonym przez właściwego operatora systemu zgodnie z art. 20 ust. 2 lit. a) lub określonym w art. 21 ust. 3 lit. a) i b), przy zadanym współczynniku mocy w skokach nie większych niż 0,01. Właściwy operator systemu musi określić zadaną wartość współczynnika mocy, dotyczącą go tolerancję oraz czas konieczny do osiągnięcia zadanej wartości współczynnika mocy w następstwie nagłej zmiany generowanej mocy czynnej. Tolerancja dotycząca zadanej wartości współczynnika mocy jest wyrażana za pomocą tolerancji dotyczącej odpowiadającej jej mocy biernej. ◄ Taka tolerancja dotycząca mocy biernej jest wyrażana jako wartość bezwzględna lub jako procent maksymalnej mocy biernej modułu parku energii;

▼C2

(vii) właściwy operator systemu, w porozumieniu z właściwym OSP i właścicielem modułu parku energii, określa, który z powyższych trzech trybów regulacji mocy biernej i które ze związanych z nimi wartości zadanych mają zastosowanie, oraz jaki dodatkowy sprzęt jest konieczny dla zdalnego zmieniania właściwej wartości zadanej;

▼B

e) 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 nie później niż 150 ms od powstania zwarcia;

f) w odniesieniu do regulacji tłumienia oscylacji mocy, jeżeli została określona przez właściwego OSP, moduł parku energii musi mieć zdolność do przyczyniania się do tłumienia oscylacji mocy. Charakterystyka regulacji napięcia i mocy biernej modułów parku energii nie może mieć negatywnego wpływu na tłumienie oscylacji mocy.

▼B

Artykuł 22

Wymogi dotyczące modułów parku energii typu D

►C2 Moduły parku energii ◄ typu D muszą spełniać wymogi wymienione w art. 13 (z wyjątkiem ust. 2 lit. b) oraz ust. 6 i 7), w art. 14 (z wyjątkiem ust. 2), w art. 15 (z wyjątkiem ust. 3), w art. 16, w art. 20 (z wyjątkiem ust. 2 lit. a)) i w art. 21.

ROZDZIAŁ 4

Wymogi dotyczące morskich modułów parku energii

Artykuł 23

Przepisy ogólne

1. Wymogi ustanowione w niniejszym rozdziale mają zastosowanie do przyłączania zlokalizowanych na morzu modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego. Zlokalizowany na morzu moduł parku energii z podłączeniem prądu przemiennego, który nie ma morskiego punktu przyłączenia należy uznać za lądowy moduł parku energii, a tym samym musi on spełniać wymogi, którym podlegają moduły parku energii zlokalizowane na lądzie.

2. Morski punkt przyłączenia morskiego modułu parku energii z podłączeniem prądu przemiennego musi zostać określony przez właściwego operatora systemu.

3. Morskie moduły parku energii z podłączeniem prądu przemiennego klasyfikuje się w ramach niniejszego rozporządzenia zgodnie z poniższymi konfiguracjami morskich systemów przyłączenia do sieci.

a) konfiguracja 1: połączenie prądu przemiennego z jednym punktem połączenia międzysystemowego sieci lądowej, w ramach którego jeden lub więcej morskich modułów parku energii, które są wzajemnie połączone na morzu w celu utworzenia morskiego systemu prądu przemiennego, są przyłączone do systemu lądowego;

b) konfiguracja 2: wzajemnie powiązane połączenia prądu przemiennego, w ramach których szereg morskich modułów parku energii jest wzajemnie połączonych na morzu w celu utworzenia morskiego systemu prądu przemiennego, a morski system prądu przemiennego jest połączony z systemem lądowym w dwóch lub więcej punktach połączenia międzysystemowego sieci lądowej.

Artykuł 24

Wymogi w zakresie stabilności częstotliwościowej mające zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego

Wymogi w zakresie stabilności częstotliwościowej ustanowione odpowiednio w art. 13 ust. 1–5 (z wyjątkiem ust. 2 lit. b)), art. 15 ust. 2 i art. 21 ust. 2 mają zastosowanie do każdego morskiego modułu parku energii z podłączeniem prądu przemiennego.

▼B

Artykuł 25

►C2 Wymogi dotyczące stabilności napięcia ◄ mające zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego

1. Nie naruszając przepisów art. 14 ust. 3 lit. a) i art. 16 ust. 3 lit. a), morski moduł parku energii musi mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią i pracy w zakresach napięcia sieciowego w punkcie przyłączenia, wyrażanego za pomocą stosunku napięcia w punkcie przyłączenia do napięcia referencyjnego 1 pu i w okresach określonych w tabeli 10.

2. Niezależnie od przepisów ust. 1 właściwy OSP w Hiszpanii może zobowiązać morskie moduły parku energii z podłączeniem prądu przemiennego do zachowania połączenia z siecią w zakresie napięcia od 1,05 pu do 1,0875 pu przez nieokreślony czas.

3. Niezależnie od przepisów ust. 1 właściwi OSP w bałtyckim obszarze synchronicznym mogą zobowiązać morskie moduły parku energii z podłączeniem prądu przemiennego do zachowania połączenia z siecią 400 kV w zakresie napięcia i w okresach mających zastosowanie do obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej.

Tabela 10

Obszar synchroniczny	Zakres napięcia	Czas pracy
Europa kontynentalna	0,85 pu – 0,90 pu	60 minut
	0,9 pu – 1,118 pu (*)	nieograniczony
	1,118 pu – 1,15 pu (*)	określa każdy OSP, ale nie krócej niż 20 minut i nie dłużej niż 60 minut
	0,90 pu – 1,05 pu (**)	nieograniczony
	1,05 pu – 1,10 pu (**)	określa każdy OSP, ale nie krócej niż 20 minut i nie dłużej niż 60 minut
Nordycki	0,90 pu – 1,05 pu	nieograniczony
	1,05 pu – 1,10 pu (*)	60 minut
	1,05 pu – 1,10 pu (**)	określa każdy OSP, ale nie więcej niż 60 minut
Wielka Brytania	0,90 pu – 1,10 pu (*)	nieograniczony
	0,90 pu – 1,05 pu (**)	nieograniczony
	1,05 pu – 1,10 pu (**)	15 minut
Irlandia i Irlandia Północna	0,90 pu – 1,10 pu	nieograniczony
Bałtycki	0,85 pu – 0,90 pu (*)	30 minut
	0,90 pu – 1,118 pu (*)	nieograniczony
	1,118 pu – 1,15 pu (*)	20 minut
	0,88 pu – 0,90 pu (**)	20 minut
	0,90 pu – 1,097 pu (**)	nieograniczony
	1,097 pu – 1,15 pu (**)	20 minut

(*) Napięcie bazowe dla jednostek względnych wynosi poniżej 300 kV.
(**) Napięcie bazowe dla jednostek względnych wynosi od 300 kV do 400 kV.

▼B

Tabela przedstawia minimalny czas, w którym morski moduł parku energii z podłączeniem prądu przemiennego musi mieć zdolność do pracy bez odłączenia w różnych zakresach napięcia odbiegających od napięcia referencyjnego 1 pu.

4. ►C2 Wymogi dotyczące stabilności napięcia ◄, określone odpowiednio w art. 20 ust. 2 lit. b) i c), jak również w art. 21 ust. 3, mają zastosowanie do każdego morskiego modułu parku energii z podłączeniem prądu przemiennego.

5. Zdolność do generacji mocy biernej przy mocy maksymalnej określona w art. 21 ust. 3 lit. b) ma zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego, z wyjątkiem tabeli 9. Zamiast tego stosuje się wymogi określone w tabeli 11.

Tabela 11

Parametry dotyczące rys. 8

Obszar synchroniczny	Maksymalny zakres Q/P_{max}	Maksymalny zakres poziomu napięcia w stanie ustalonym w jednostkach względnych
Europa kontynentalna	0,75	0,225
Nordycki	0,95	0,150
Wielka Brytania	0 (*) 0.33 (**)	0,225
Irlandia i Irlandia Północna	0,66	0,218
Bałtycki	0,8	0,22

(*) W morskim punkcie przyłączenia dla konfiguracji 1
(**) W morskim punkcie przyłączenia dla konfiguracji 2

Artykuł 26

Wymogi w zakresie odporności mające zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego

1. Wymogi w zakresie odporności dotyczące modułów wytwarzania energii, określone w art. 15 ust. 4 i art. 20 ust. 3, mają zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego.

2. Wymogi w zakresie zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia, określone w art. 14 ust. 3 lit. a) i art. 16 ust. 3 lit. a), mają zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego.

Artykuł 27

Wymogi w zakresie odbudowy systemu mające zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego

Wymogi w zakresie odbudowy systemu, określone odpowiednio w art. 14 ust. 4 i art. 15 ust. 5, mają zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego.

▼B

Artykuł 28

Wymogi w zakresie ogólnego zarządzania systemem mające zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego

Wymogi w zakresie ogólnego zarządzania systemem, określone w art. 14 ust. 5, art. 15 ust. 6 i art. 16 ust. 4, mają zastosowanie do morskich modułów parku energii z podłączeniem prądu przemiennego.

TYTUŁ III

PROCEDURA POZWOLENIA NA UŻYTKOWANIE NA POTRZEBY PRZYŁĄCZENIA

ROZDZIAŁ 1

Przyłączenie nowych modułów wytwarzania energii

Artykuł 29

Przepisy ogólne

1. Właściciel zakładu wytwarzania energii musi wykazać właściwemu operatorowi systemu, że spełnił wymogi określone w tytule II niniejszego rozporządzenia poprzez pomyślne przeprowadzenie procedury pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego z modułów wytwarzania energii opisanych w art. 30–37.

2. Właściwy operator systemu objaśnia oraz podaje do publicznej wiadomości szczegóły dotyczące procedury pozwolenia na użytkowanie.

Artykuł 30

Pozwolenie na użytkowanie dla modułów wytwarzania energii typu A

1. Procedura pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu A obejmuje przedłożenie dokumentu instalacji. Właściciel zakładu wytwarzania energii musi dopilnować, aby wymagane informacje zostały wpisane w dokumencie instalacji uzyskanym od właściwego operatora systemu i zostały przedłożone operatorowi systemu. Dla każdego modułu wytwarzania energii w ramach zakładu wytwarzania energii przedstawia się osobne dokumenty instalacji.

Właściwy operator systemu zapewnia możliwość przedłożenia wymaganych informacji przez osoby trzecie w imieniu właściciela zakładu wytwarzania energii.

2. Właściwy operator systemu określa treść dokumentu instalacji, który musi zawierać co najmniej następujące informacje:

a) miejsce realizacji przyłączenia;

b) datę przyłączenia;

c) moc maksymalną instalacji w kW;

▼B

d) rodzaj źródła energii pierwotnej;

e) zaklasyfikowanie modułu wytwarzania energii do powstających technologii zgodnie z tytułem VI niniejszego rozporządzenia;

f) odniesienie do certyfikatów sprzętu wydanych przez upoważniony podmiot certyfikujący stosowanych dla sprzętu znajdującego się w miejscu instalacji;

g) w odniesieniu do używanego sprzętu, w przypadku którego nie otrzymano certyfikatu sprzętu, podaje się informacje żądane przez właściwego operatora systemu; oraz

h) dane kontaktowe właściciela zakładu wytwarzania energii i instalatora oraz ich podpisy.

3. Właściciel zakładu wytwarzania energii dopilnowuje, aby właściwy operator systemu lub właściwy organ państwa członkowskiego został powiadomiony o trwałym wycofaniu z eksploatacji modułu wytwarzania energii zgodnie z prawodawstwem krajowym.

Właściwy operator systemu zapewnia możliwość dokonania takiego powiadomienia przez osoby trzecie, w tym przez koncentratorów.

Artykuł 31

Pozwolenie na użytkowanie dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D

Procedura pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu B, C i D umożliwia wykorzystanie certyfikatów sprzętu wydanych przez upoważniony podmiot certyfikujący.

Artykuł 32

Procedura dla modułów wytwarzania energii typu B i C

1. Do celów pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu B i C właściciel zakładu wytwarzania energii przedstawia właściwemu operatorowi systemu dokument modułu wytwarzania energii („PGMD”), który zawiera poświadczenie zgodności.

W odniesieniu do każdego modułu wytwarzania energii w ramach zakładu wytwarzania energii przedstawia się osobny niezależny PGMD.

2. Format PGMD oraz informacje, które należy w nim podać, określa właściwy operator systemu. Właściwy operator systemu ma prawo zażądać, aby właściciel zakładu wytwarzania energii uwzględnił w PGMD następujące elementy:

a) dowód umowy w sprawie ►C2 nastaw zabezpieczeń oraz układów sterowania i regulacji ◄ odpowiednich dla punktu przyłączenia między właściwym operatorem systemu a właścicielem zakładu wytwarzania energii;

b) szczegółowe poświadczenie zgodności;

▼B

c) szczegółowe dane techniczne dotyczące modułu wytwarzania energii mające znaczenie dla przyłączenia do sieci, określone przez właściwego operatora systemu;

d) certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący w odniesieniu do modułów wytwarzania energii, w przypadku gdy są one wykorzystywane jako część dowodu zgodności;

e) modele symulacyjne zgodnie z art. 15 ust. 6 lit. c) dla modułów wytwarzania energii typu C;

f) sprawozdania z testów zgodności pokazujące ►C2 parametry pracy w stanie ustalonym i w stanie dynamicznym ◄, zgodnie z wymogami rozdziałów 2, 3 i 4 tytułu IV, w tym wykorzystanie rzeczywistych wartości mierzonych podczas testów, na poziomie szczegółowości wymaganym przez właściwego operatora systemu; oraz

g) analizy pokazujące ►C2 parametry pracy w stanie ustalonym i w stanie dynamicznym ◄, zgodnie z wymogami rozdziałów 5, 6 lub 7 tytułu IV, na poziomie szczegółowości wymaganym przez właściwego operatora systemu.

3. Właściwy operator systemu, po akceptacji pełnego i odpowiedniego PGMD, wydaje ostateczne pozwolenie na użytkowanie właścicielowi zakładu wytwarzania energii.

4. Właściciel zakładu wytwarzania energii powiadamia właściwego operatora systemu lub właściwy organ państwa członkowskiego o trwałym wycofaniu z eksploatacji modułu wytwarzania energii zgodnie z prawodawstwem krajowym.

5. W stosownych przypadkach właściwy operator systemu zapewnia możliwość dokonania drogą elektroniczną powiadomienia o oddaniu do eksploatacji oraz powiadomienia o wycofaniu z eksploatacji modułów wytwarzania energii typu B i typu C.

6. Państwa członkowskie mogą postanowić, że upoważniony podmiot certyfikujący wydaje PGMD.

Artykuł 33

Procedura dla modułów wytwarzania energii typu D

Procedura pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu D obejmuje:

a) pozwolenie na podanie napięcia („EON”);

b) tymczasowe pozwolenie na użytkowanie („ION”); oraz

c) ostateczne pozwolenie na użytkowanie („FON”).

Artykuł 34

Pozwolenie na podanie napięcia dla modułów wytwarzania energii typu D

1. Pozwolenie EON uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do podania napięcia na jego sieć wewnętrzną i urządzenia pomocnicze dla modułów wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci określonego dla punktu przyłączenia.

▼B

2. Pozwolenie EON wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania prac przygotowawczych, łącznie z umową między właściwym operatorem systemu a właścicielem zakładu wytwarzania energii w sprawie ►C2 nastaw zabezpieczeń oraz układów sterowania i regulacji ◄ odpowiednich dla punktu przyłączenia.

Artykuł 35

Tymczasowe pozwolenie na użytkowanie dla modułów wytwarzania energii typu D

1. Pozwolenie ION uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do eksploatacji modułu wytwarzania energii 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 analiz wymaganych na mocy niniejszego artykułu.

3. W odniesieniu do weryfikacji danych i analiz właściwy operator systemu ma prawo zażądać, aby właściciel zakładu wytwarzania energii przedstawił następujące elementy:

a) szczegółowe poświadczenie zgodności;

b) szczegółowe dane techniczne dotyczące modułu wytwarzania energii mające znaczenie dla przyłączenia do sieci, określone przez właściwego operatora systemu;

c) certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący w odniesieniu do modułów wytwarzania energii, w przypadku gdy są one wykorzystywane jako część dowodu zgodności;

d) modele symulacyjne określone w art. 15 ust. 6 lit. c) i wymagane przez właściwego operatora systemu;

e) analizy przedstawiające oczekiwane ►C2 parametry pracy w stanie ustalonym i w stanie dynamicznym ◄, zgodnie z wymogami rozdziałów 5, 6 lub 7 tytułu IV; oraz

f) szczegółowe informacje dotyczące planowanych testów zgodności zgodnie z rozdziałami 2, 3 i 4 tytułu IV.

4. Maksymalny okres, przez który właściciel zakładu wytwarzania energii może utrzymać status pozwolenia ION, wynosi 24 miesiące. Właściwy operator systemu ma prawo wyznaczyć krótszy okres ważności pozwolenia ION. Przedłużenie pozwolenia ION przyznaje się wyłącznie w przypadku, gdy właściciel zakładu wytwarzania energii poczynił istotne postępy w kierunku pełnej zgodności. Nierozstrzygnięte kwestie muszą zostać wyraźnie określone w chwili składania wniosku o przedłużenie.

5. Przedłużenie okresu, przez który właściciel zakładu wytwarzania energii może utrzymać status pozwolenia ION dłużej niż przez okres określony w ust. 4, może zostać przyznane, jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa zostanie złożony do właściwego operatora systemu przed upływem przedmiotowego okresu zgodnie z procedurą odstępstwa ustanowioną w art. 60.

▼B

Artykuł 36

Ostateczne pozwolenie na użytkowanie dla modułów wytwarzania energii typu D

1. Pozwolenie FON uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do eksploatacji modułu wytwarzania energii poprzez wykorzystanie 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 analiz wymaganych na mocy niniejszego artykułu.

3. Do celów weryfikacji danych i analiz właściciel zakładu wytwarzania energii musi przedłożyć właściwemu operatorowi systemu następujące elementy:

a) szczegółowe poświadczenie zgodności; oraz

b) aktualizację stosownych danych technicznych, modeli symulacyjnych oraz analiz, o których mowa w art. 35 ust. 3 lit. b), d) i e), w tym wykorzystania rzeczywistych wartości mierzonych podczas testów.

4. Jeżeli niezgodność zostaje ustalona w związku z wydaniem pozwolenia FON, odstępstwo może zostać przyznane na wniosek złożony do właściwego operatora systemu, zgodnie z procedurą odstępstwa opisaną w tytule V. Pozwolenie FON wydawane jest przez właściwego operatora systemu, jeżeli moduł wytwarzania energii spełnia wymogi postanowień odstępstwa.

Jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa zostaje odrzucony, właściwy operator systemu ma prawo odmówić zezwolenia na eksploatację modułu wytwarzania energii do czasu, aż właściciel zakładu wytwarzania energii oraz właściwy operator systemu usuną niezgodność, a właściwy operator systemu uzna, że moduł wytwarzania energii spełnia wymogi przepisów niniejszego rozporządzenia.

Jeżeli właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii 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 37

Ograniczone pozwolenie na użytkowanie dla modułów wytwarzania energii typu D

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

a) zakład podlega tymczasowo istotnej modyfikacji lub utracie zdolności mającej wpływ na jego ►C2 parametry pracy ◄; lub

b) awaria sprzętu prowadząca do niezgodności z niektórymi odpowiednimi wymogami.

▼B

2. Właściciel zakładu wytwarzania energii 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. Pozwolenie LON wydawane jest przez właściwego operatora systemu i zawiera następujące informacje, które muszą być wyraźnie oznaczone:

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 pozycji, 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 V.

6. Właściwy operator systemu ma prawo odmówić zezwolenia na eksploatację modułu wytwarzania energii po upływie ważności pozwolenia LON. W takich przypadkach 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 modułu wytwarzania energii po upływie ważności pozwolenia LON zgodnie z ust. 6, właściciel zakładu wytwarzania energii może skierować sprawę do rozpatrzenia przez organ regulacyjny w ciągu sześciu miesięcy od powiadomienia o decyzji właściwego operatora systemu.

ROZDZIAŁ 2

Analiza kosztów i korzyści

Artykuł 38

Ustalenie kosztów i korzyści wynikających z zastosowania wymogów do istniejących modułów wytwarzania energii

1. Przed zastosowaniem jakiegokolwiek wymogu określonego w niniejszym rozporządzeniu do istniejących modułów wytwarzania energii zgodnie z art. 4 ust. 3 właściwy OSP musi przystąpić do przeprowadzenia ilościowej analizy kosztów i korzyści dotyczącej danego wymogu. Powyższa 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.

▼B

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 modułów wytwarzania energii, 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 modułów wytwarzania energii. 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 publicznych przeprowadzonych zgodnie z art. 10.

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 modułów wytwarzania energii. Sprawozdanie wraz z propozycją zgłasza się organowi regulacyjnemu lub – w stosownych przypadkach – państwu członkowskiemu, a o treści informuje się właściciela zakładu wytwarzania energii 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 zakładu wytwarzania energii;

b) okres przejściowy na wdrożenie wymogów, który uwzględnia kategorię modułu wytwarzania energii, jak określono w art. 5 ust. 2 i art. 23 ust. 3, oraz wszelkie ewentualne przeszkody dla skutecznego wdrożenia modyfikacji/ponownego montażu sprzętu.

Artykuł 39

Zasady dotyczące analizy kosztów i korzyści

1. Właściciele zakładów wytwarzania energii oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych, w tym operatorzy zamkniętych systemów dystrybucyjnych, udzielają pomocy i wnoszą wkład na rzecz analizy kosztów i korzyści podejmowanej zgodnie z art. 38 i 63 oraz dostarczają niezbędne dane, o które wystąpią właściwy operator systemu lub właściwy OSP, w terminie trzech miesięcy od otrzymania wniosku, chyba że właściwy OSP ustalił inaczej. Na potrzeby przygotowania przez właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii analizy kosztów i korzyści służącej ocenie potencjalnego odstępstwa na podstawie art. 62 właściwy OSP oraz OSD, w tym OZSD, udziela pomocy i wnosi wkład na rzecz takiej

▼B

analizy kosztów i korzyści oraz dostarcza niezbędne dane, o które wystąpi właściciel zakładu wytwarzania energii lub przyszły właściciel zakładu wytwarzania energii, w terminie trzech miesięcy od otrzymania wniosku, chyba że właściciel zakładu wytwarzania energii lub przyszły właściciel zakładu wytwarzania energii ustalił inaczej.

2. Analiza kosztów i korzyści musi być zgodna z następującymi zasadami:

a) podstawę analizy kosztów i korzyści przeprowadzanej przez właściwego OSP, właściwego operatora systemu, właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii 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, właściwy operator systemu, właściciel zakładu wytwarzania energii lub przyszły właściciel zakładu wytwarzania energii 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, właściwy operator systemu, właściciel zakładu wytwarzania energii lub przyszły właściciel zakładu wytwarzania energii określa ilościowo korzyści dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej, handlu transgranicznego i integracji energii odnawialnych, w tym co najmniej:

   (i) odpowiedź częstotliwościową mocy czynnej;

   (ii) rezerwy bilansujące;

   (iii) zapewnienie mocy biernej;

   (iv) zarządzanie ograniczeniami;

   (v) środki ochronne;

▼B

d) właściwy OSP określa ilościowo koszty zastosowania koniecznych przepisów do istniejących modułów wytwarzania energii, w tym 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 IV

ZAPEWNIENIE ZGODNOŚCI

ROZDZIAŁ 1

Monitorowanie przestrzegania wymogów

Artykuł 40

Obowiązki właściciela zakładu wytwarzania energii

1. Właściciel zakładu wytwarzania energii dopilnowuje, aby każdy moduł wytwarzania energii spełniał wymogi mające zastosowanie na mocy niniejszego rozporządzenia przez cały okres funkcjonowania zakładu. W przypadku modułów wytwarzania energii typu A właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 765/2008.

2. Właściciel zakładu wytwarzania energii powiadamia właściwego operatora systemu o każdej planowanej modyfikacji zdolności technicznych modułu wytwarzania energii, która może mieć wpływ na jego zgodność z wymogami mającymi zastosowanie na mocy niniejszego rozporządzenia, przed rozpoczęciem takiej modyfikacji.

3. Właściciel zakładu wytwarzania energii powiadamia bez zbędnej zwłoki właściwego operatora systemu o wszelkich incydentach lub awariach eksploatacyjnych modułu wytwarzania energii, które mają wpływ na jego zgodność z wymogami niniejszego rozporządzenia, po zaistnieniu tych incydentów.

4. Właściciel zakładu wytwarzania energii powiadamia właściwego operatora systemu o planowanych harmonogramach testów i procedurach postępowania w kwestii weryfikacji zgodności modułu wytwarzania energii z wymogami niniejszego rozporządzenia, w odpowiednim terminie oraz przed ich rozpoczęciem. Właściwy operator systemu zatwierdza z wyprzedzeniem planowane harmonogramy testów i procedury. Tego rodzaju zatwierdzenie przez właściwego operatora systemu musi zostać dokonane w sposób terminowy i nie może zostać bezpodstawnie cofnięte.

5. Właściwy operator systemu może uczestniczyć w takich testach oraz rejestrować ►C2 parametry pracy ◄ modułów wytwarzania energii.

▼B

Artykuł 41

Zadania właściwego operatora systemu

1. Właściwy operator systemu dokonuje oceny zgodności modułu wytwarzania energii z wymogami mającymi zastosowanie na mocy niniejszego rozporządzenia przez cały okres funkcjonowania zakładu wytwarzania energii. Właściciel zakładu wytwarzania energii jest informowany o wyniku tej oceny.

W przypadku modułów wytwarzania energii typu A właściwy operator systemu może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący na potrzeby przedmiotowej oceny.

2. Właściwy operator systemu ma prawo zażądać, aby właściciel zakładu wytwarzania energii przeprowadzał testy i symulacje zgodności według powtarzalnego planu lub ogólnego programu bądź po każdej awarii, modyfikacji lub wymianie jakiegokolwiek sprzętu, która może mieć wpływ na zgodność modułu wytwarzania energii z wymogami niniejszego rozporządzenia.

Właściciel zakładu wytwarzania energii 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 zakładu wytwarzania energii, w ramach procesu weryfikacji spełnienia wymagań. Wykaz zawiera co najmniej następujące informacje, dokumenty i wymogi:

a) wszystkie dokumenty i certyfikaty, które mają być przedstawione przez właściciela zakładu wytwarzania energii;

b) szczegółowe dane techniczne dotyczące modułu wytwarzania energii mające znaczenie dla przyłączenia do sieci;

▼C2

c) wymogi dotyczące modeli na potrzeby badania zachowania systemu w stanie ustalonym i w stanie dynamicznym;

▼B

d) harmonogram przekazania danych systemu niezbędnych do przeprowadzenia analiz;

e) analizy właściciela zakładu wytwarzania energii mające wykazać oczekiwane ►C2 parametry pracy w stanie ustalonym i w stanie dynamicznym ◄ zgodnie z wymogami określonymi w rozdziałach 5 i 6 tytułu 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 zakładu wytwarzania energii.

▼B

4. Właściwy operator systemu podaje do publicznej wiadomości podział obowiązków między właścicielem zakładu wytwarzania energii a operatorem systemu na potrzeby testów, symulacji i monitorowania zgodności.

5. Właściwy operator systemu może całkowicie lub częściowo powierzyć realizację monitorowania zgodności osobom trzecim. W takich przypadkach właściwy operator systemu kontynuuje zapewnianie zgodności z art. 12, w tym ustala z cesjonariuszem zobowiązanie do zachowania poufności.

6. Jeżeli testów lub symulacji zgodności nie można przeprowadzić zgodnie z ustaleniami między właściwym operatorem systemu a właścicielem zakładu wytwarzania energii z powodów leżących po stronie właściwego operatora systemu, wówczas właściwy operator systemu nie może bezzasadnie cofnąć pozwolenia na użytkowanie, o którym mowa w tytule III.

Artykuł 42

Wspólne przepisy dotyczące testów zgodności

1. Testy ►C2 parametrów pracy ◄ poszczególnych modułów wytwarzania energii w ramach zakładu wytwarzania energii 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 zakładu wytwarzania energii na przeprowadzenie alternatywnej serii testów, pod warunkiem że testy te są skuteczne i wystarczają do wykazania, że moduł wytwarzania energii spełnia wymogi niniejszego rozporządzenia;

b) zobowiązać właściciela zakładu wytwarzania energii do przeprowadzenia dodatkowych lub alternatywnych serii testów w przypadkach, gdy informacje dostarczone właściwemu operatorowi systemu w związku z testami zgodności wynikającymi z przepisów rozdziałów 2, 3 lub 4 tytułu IV nie są wystarczające dla wykazania zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia; oraz

c) zobowiązać właściciela zakładu wytwarzania energii do przeprowadzenia odpowiednich testów w celu wykazania ►C2 parametrów pracy ◄ modułu wytwarzania energii podczas eksploatacji opartej na paliwach alternatywnych lub mieszankach paliw. Właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii uzgadniają, które rodzaje paliwa mają być testowane.

3. Właściciel zakładu wytwarzania energii odpowiada za przeprowadzenie testów zgodnie z warunkami określonymi w rozdziałach 2, 3 i 4 tytułu IV. 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 zakładu wytwarzania energii zapewnia niezbędny sprzęt monitorujący do rejestrowania wszystkich odpowiednich sygnałów i pomiarów testowych, jak również dopilnowuje, aby przedstawiciele właściciela zakładu wytwarzania energii byli dostępni na

▼B

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 ►C2 parametrów pracy ◄. Właściwy operator systemu sam decyduje o swoim udziale.

Artykuł 43

Wspólne przepisy dotyczące symulacji zgodności

1. Symulacje ►C2 parametrów pracy ◄ poszczególnych modułów wytwarzania energii w ramach zakładu wytwarzania energii 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 zakładu wytwarzania energii na przeprowadzenie symulacji alternatywnych, pod warunkiem że symulacje te są skuteczne i wystarczają do wykazania, że moduł wytwarzania energii spełnia wymogi niniejszego rozporządzenia lub przepisów krajowych; oraz

b) zobowiązać właściciela zakładu wytwarzania energii do przeprowadzenia dodatkowych lub alternatywnych serii symulacji w przypadkach, gdy informacje dostarczone właściwemu operatorowi systemu w związku z symulacjami zgodności wynikającymi z przepisów rozdziałów 5, 6 lub 7 tytułu IV nie są wystarczające dla wykazania zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia.

3. W celu wykazania zgodności z wymogami niniejszego rozporządzenia właściciel zakładu wytwarzania energii przedstawia sprawozdanie z wyników symulacji dla każdego pojedynczego modułu wytwarzania energii w ramach zakładu wytwarzania energii. Właściciel zakładu wytwarzania energii sporządza i przedstawia zatwierdzony model symulacyjny dla danego modułu wytwarzania energii. Zakres modeli symulacyjnych określono w art. 15 ust. 6 lit. c).

4. Właściwy operator systemu ma prawo sprawdzić, czy moduł wytwarzania energii 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 zakładu wytwarzania energii dane techniczne i model symulacyjny sieci w zakresie niezbędnym do przeprowadzenia wymaganych symulacji zgodnie z przepisami rozdziałów 5, 6 lub 7 tytułu IV.

▼B

ROZDZIAŁ 2

Testy zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii

Artykuł 44

Testy zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B

1. Właściciele zakładów wytwarzania energii przeprowadzają testy zgodności w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O w odniesieniu do synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B.

Zamiast przeprowadzania odpowiedniego testu właściciele zakładów wytwarzania energii mogą wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, aby wykazać zgodność z odpowiednim wymogiem. W takim przypadku certyfikaty sprzętu przedstawia się właściwemu operatorowi systemu.

2. W odniesieniu do testu w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułu wytwarzania energii do ciągłego regulowania mocy czynnej na potrzeby wsparcia regulacji częstotliwości w przypadku każdego znacznego wzrostu częstotliwości w systemie; Weryfikuje się parametry regulacji w stanie ustalonym, takie jak statyzm, strefa nieczułości i parametry dynamiczne, w tym odpowiedź na skokową zmianę częstotliwości;

▼C2

b) test przeprowadza się, symulując skokowe i płynne zmiany częstotliwości wystarczająco duże, aby doprowadzić do zmiany mocy maksymalnej dla mocy czynnej na poziomie co najmniej 10 %, z uwzględnieniem nastaw statyzmu i strefy nieczułości. W razie potrzeby sygnały symulowanego odchylenia częstotliwości są wprowadzane jednocześnie do regulatora prędkości i regulatora obciążenia w układach regulacji, z uwzględnieniem schematu działania tych układów regulacji;

▼B

c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) wyniki testu, zarówno w przypadku parametrów dynamicznych, jak i statycznych, spełniają wymogi określone w art. 13 ust. 2; oraz

(ii) po odpowiedzi na skokową zmianę częstotliwości nie występują niewytłumione oscylacje.

Artykuł 45

Testy zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu C

1. Oprócz testów zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B opisanych w art. 44, właściciele zakładów wytwarzania energii przeprowadzają ponadto testy zgodności określone w ust. 2, 3, 4 i 6 niniejszego artykułu w odniesieniu do synchronicznych modułów wytwarzania energii typu C. Jeżeli moduł wytwarzania energii zapewnia zdolność do rozruchu autonomicznego, właściciele zakładów wytwarzania energii przeprowadzają również testy, o których

▼B

mowa w ust. 5. Zamiast przeprowadzania odpowiedniego testu właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, aby wykazać zgodność z odpowiednim wymogiem. W takim przypadku certyfikaty sprzętu przedstawia się właściwemu operatorowi systemu.

2. W odniesieniu do testu w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-U zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się, że moduł wytwarzania energii jest zdolny pod względem technicznym do ciągłego regulowania mocy czynnej w punktach pracy poniżej mocy maksymalnej na potrzeby wsparcia regulacji częstotliwości w przypadku dużego spadku częstotliwości w systemie;

b) ►C2 test przeprowadza się, symulując odpowiednie punkty obciążenia dla mocy czynnej, przy skokowych i płynnych zmianach obniżonej częstotliwości wystarczająco dużych, aby doprowadzić do zmiany mocy czynnej na poziomie co najmniej 10 % mocy maksymalnej, z uwzględnieniem nastaw statyzmu i strefy nieczułości. ◄ W razie potrzeby sygnały symulowanego odchylenia częstotliwości są wprowadzane jednocześnie do wartości zadanych regulatora prędkości oraz regulatora obciążenia,

c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) wyniki testu, zarówno w przypadku parametrów dynamicznych, jak i statycznych, są zgodne z art. 15 ust. 2 lit. c); oraz

(ii) po odpowiedzi na skokową zmianę częstotliwości nie występują niewytłumione oscylacje.

3. W odniesieniu do testu w zakresie odpowiedzi w trybie FSM zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się, że moduł wytwarzania energii jest zdolny pod względem technicznym do ciągłego regulowania mocy czynnej w pełnym zakresie pracy pomiędzy mocą maksymalną a minimalnym poziomem regulacji na potrzeby wsparcia regulacji częstotliwości. Weryfikuje się parametry regulacji w stanie ustalonym, takie jak statyzm i strefa nieczułości oraz parametry dynamiczne, w tym odporność podczas odpowiedzi na skokową zmianę częstotliwości i dużych, szybkich odchyleń częstotliwości;

b) ►C2 test przeprowadza się, symulując skokowe i płynne zmiany częstotliwości wystarczająco duże, aby doprowadzić do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w całym zakresie, z uwzględnieniem nastaw statyzmu i strefy nieczułości, a także zdolności do rzeczywistego zwiększenia lub zmniejszenia generowanej mocy czynnej z odpowiedniego punktu roboczego. ◄ W razie potrzeby sygnały symulowanego odchylenia częstotliwości są wprowadzane

▼B

jednocześnie do wartości zadanych regulatora prędkości oraz regulatora obciążenia układu regulacji jednostki lub obiektu;

c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) czas uruchomienia pełnego zakresu odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w wyniku skokowej zmiany częstotliwości nie jest dłuższy niż czas wymagany na mocy art. 15 ust. 2 lit. d);

▼C2

(ii) w odpowiedzi na skokową zmianę częstotliwości nie występują niewytłumione oscylacje;

▼B

(iii) czas zwłoki początkowej jest zgodny z art. 15 ust. 2 lit. d);

(iv) ►C2 nastawy ◄ statyzmu są dostępne w zakresie określonym w art. 15 ust. 2 lit. d), a strefa nieczułości (próg) nie jest wyższa niż wartość określona we wspomnianym artykule; oraz

(v) niewrażliwość odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w dowolnym punkcie pracy nie przekracza wymogów określonych w art. 15 ust. 2 lit. d).

4. W odniesieniu do testu w zakresie regulacji odbudowy częstotliwości zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułu wytwarzania energii do udziału w regulacji odbudowy częstotliwości oraz sprawdza się współpracę FSM i regulacji odbudowy częstotliwości;

b) test uznaje się za zaliczony, jeżeli wyniki – zarówno w przypadku parametrów dynamicznych, jak i statycznych – są zgodne z art. 15 ust. 2 lit. e).

5. W odniesieniu do testu w zakresie zdolności do rozruchu autonomicznego zastosowanie mają następujące wymogi:

a) w przypadku modułów wytwarzania energii posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego wykazuje się zdolność techniczną do rozruchu ze stanu wyłączenia bez żadnego zewnętrznego zasilania energią elektryczną;

b) test uznaje się za zaliczony, jeżeli czas rozruchu mieści się w przedziale czasowym określonym w art. 15 ust. 5 lit. a) ppkt (iii).

6. W odniesieniu do testu w zakresie przełączenia na tryb pracy na potrzeby własne zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułów wytwarzania energii do przełączenia na tryb pracy na potrzeby własne oraz do stabilnej pracy w tym trybie;

▼B

b) test przeprowadza się przy mocy maksymalnej i znamionowej mocy biernej modułu wytwarzania energii przed zrzutem obciążenia;

c) właściwy operator systemu ma prawo określić dodatkowe warunki, z uwzględnieniem art. 15 ust. 5 lit. c);

d) test uznaje się za zaliczony, jeżeli przełączenie na tryb pracy na potrzeby własne powiodło się, wykazano stabilną pracę w tym trybie w czasie określonym w art. 15 ust. 5 lit. c) oraz przeprowadzono pomyślnie resynchronizację z siecią.

7. W odniesieniu do testu w zakresie zdolności do generacji mocy biernej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułu wytwarzania energii do zapewnienia zdolności do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej zgodnie z art. 18 ust. 2 lit. b) i c);

b) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) moduł wytwarzania energii pracuje przy maksymalnej mocy biernej przez co najmniej jedną godzinę, zarówno pod względem wyprzedzania, jak i opóźniania, przy:

— minimalnym poziomie stabilnej eksploatacji,

— mocy maksymalnej oraz

— punkcie pracy mocy aktywnej pomiędzy wspomnianymi maksymalnymi i minimalnymi poziomami;

(ii) wykazana zostaje zdolność modułu wytwarzania energii do zmiany dowolnej wartości docelowej mocy biernej w uzgodnionym lub postanowionym zakresie mocy biernej.

Artykuł 46

Testy zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu D

1. Synchroniczne moduły wytwarzania energii typu D podlegają testom zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B i C opisanym w art. 44 i 45.

2. Zamiast przeprowadzania odpowiedniego testu właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, aby wykazać zgodność z odpowiednim wymogiem. W takim przypadku certyfikaty sprzętu przedstawia się właściwemu operatorowi systemu.

▼B

ROZDZIAŁ 3

Testy zgodności dla modułów parku energii

Artykuł 47

Testy zgodności dla modułów parku energii typu B

1. Właściciele zakładów wytwarzania energii przeprowadzają testy zgodności w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O w odniesieniu do modułów parku energii typu B.

Zamiast przeprowadzania odpowiedniego testu właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, aby wykazać zgodność z odpowiednim wymogiem. W takim przypadku certyfikaty sprzętu przedstawia się właściwemu operatorowi systemu.

2. W odniesieniu do modułów parku energii typu B testy w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O muszą odzwierciedlać wybór ►C2 schematu działania układów sterowania i regulacji ◄ dokonany przez właściwego operatora systemu.

3. W odniesieniu do testów w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułu parku energii do ciągłego regulowania mocy czynnej na potrzeby wsparcia regulacji częstotliwości w przypadku zwiększenia częstotliwości w systemie. Weryfikuje się parametry regulacji w stanie ustalonym, takie jak statyzm, strefa nieczułości i parametry dynamiczne;

b) test przeprowadza się, ►C2 symulując skokowe i płynne zmiany częstotliwości ◄ wystarczająco duże, aby doprowadzić do zmiany mocy maksymalnej dla mocy czynnej na poziomie co najmniej 10 %, z uwzględnieniem ►C2 nastaw ◄ statyzmu i strefy nieczułości. W celu wykonania powyższego testu sygnały symulowanego odchylenia częstotliwości są wprowadzane jednocześnie do wartości zadanych układu regulacji.

c) Test uznaje się za zaliczony w przypadku, gdy wyniki – zarówno w przypadku parametrów dynamicznych, jak i statycznych – są zgodne z wymogami określonymi w art. 13 ust. 2.

Artykuł 48

Testy zgodności dla modułów parku energii typu C

1. Oprócz testów zgodności dla modułów parku energii typu B opisanych w art. 47, właściciele zakładów wytwarzania energii przeprowadzają ponadto testy zgodności określone w ust. 2–9 w odniesieniu do modułów parku energii typu C. Zamiast przeprowadzania odpowiedniego testu właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, aby wykazać zgodność z odpowiednim wymogiem. W takim przypadku certyfikat sprzętu przedstawia się właściwemu operatorowi systemu.

▼B

2. W odniesieniu do testu w zakresie możliwości regulacji oraz zakresu regulacji mocy czynnej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułu parku energii do pracy przy poziomie obciążenia ►C2 poniżej wartości zadanej ◄ określonej przez właściwego operatora systemu lub właściwego OSP.

b) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) poziom obciążenia modułu parku energii utrzymany jest ►C2 poniżej wartości zadanej ◄;

▼C2

(ii) wartość zadana wykonywana jest zgodnie z wymogami ustanowionymi w art. 15 ust. 2 lit. a); oraz

▼B

(iii) dokładność regulacji jest zgodna z wartością określoną w art. 15 ust. 2 lit. a).

3. W odniesieniu do testu w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-U zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułu parku energii do ciągłego regulowania mocy czynnej na potrzeby wsparcia regulacji częstotliwości w przypadku znacznego spadku częstotliwości w systemie;

b) test przeprowadza się, ►C2 symulując skokowe i płynne zmiany częstotliwości ◄ wystarczająco duże, aby doprowadzić do zmiany mocy maksymalnej dla mocy czynnej na poziomie co najmniej 10 % od punktu początkowego wynoszącego nie więcej niż 80 % mocy maksymalnej, z uwzględnieniem ►C2 nastaw ◄ statyzmu i strefy nieczułości;

c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) wyniki testu, zarówno w przypadku parametrów dynamicznych, jak i statycznych, są zgodne z wymogami ustanowionymi w art. 15 ust. 2 lit. c); oraz

(ii) po odpowiedzi na skokową zmianę częstotliwości nie występują niewytłumione oscylacje.

4. W odniesieniu do testu w zakresie odpowiedzi w trybie FSM zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułu parku energii do ciągłego regulowania mocy czynnej w pełnym zakresie pracy pomiędzy mocą maksymalną a minimalnym poziomem regulacji na potrzeby wsparcia regulacji częstotliwości. ►C2 Weryfikuje się parametry regulacji w stanie ustalonym, takie jak niewrażliwość, statyzm, strefa nieczułości i zakres regulacji, jak również parametry dynamiczne, w tym odpowiedź na skokową zmianę częstotliwości; ◄

b) test przeprowadza się, ►C2 symulując skokowe i płynne zmiany częstotliwości ◄ wystarczająco duże, aby doprowadzić do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w całym zakresie, z uwzględnieniem ►C2 nastaw ◄ statyzmu i strefy nieczułości. W celu wykonania testu wprowadza się sygnały symulowanego odchylenia częstotliwości;

▼B

c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) czas uruchomienia pełnego zakresu odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w wyniku skokowej zmiany częstotliwości nie jest dłuższy niż czas wymagany na mocy art. 15 ust. 2 lit. d);

▼C2

(ii) w odpowiedzi na skokową zmianę częstotliwości nie występują niewytłumione oscylacje;

▼B

(iii) czas zwłoki początkowej jest zgodny z art. 15 ust. 2 lit. d);

(iv) ►C2 nastawy ◄ statyzmu są dostępne w zakresach określonych w art. 15 ust. 2 lit. d), a strefa nieczułości (próg) nie jest wyższa niż wartość określona przez właściwego OSP; oraz

(v) niewrażliwość odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej nie przekracza wymogu określonego w art. 15 ust. 2 lit. d).

5. W odniesieniu do testu w zakresie regulacji odbudowy częstotliwości zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułu parku energii do udziału w regulacji odbudowy częstotliwości. Sprawdza się współpracę FSM i regulacji odbudowy częstotliwości;

b) test uznaje się za zaliczony, jeżeli wyniki – zarówno w przypadku parametrów dynamicznych, jak i statycznych – są zgodne z wymogami określonymi w art. 15 ust. 2 lit. e).

6. W odniesieniu do testu w zakresie zdolności do generacji mocy biernej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność techniczną modułu parku energii do zapewnienia zdolności do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. b) i c);

b) test 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 następujące kryteria:

(i) moduł parku energii 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 ust. 6) lit. b);

▼B

(ii) zdolność modułu parku energii do zmiany dowolnej wartości docelowej mocy biernej w uzgodnionym lub postanowionym zakresie mocy biernej została wykazana; oraz

▼C2

(iii) nie zostaje podjęte działanie ochronne w granicach pracy określonych przez wykres potencjału mocy biernej.

▼B

7. W odniesieniu do testu w zakresie trybu regulacji napięcia zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu parku energii do pracy w trybie regulacji napięcia, o której mowa w warunkach określonych w art. 21 ust. 3 lit. d) ppkt (ii)–(iv);

b) test w zakresie trybu regulacji napięcia weryfikuje następujące parametry:

(i) stosowane zbocze i strefę nieczułości zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d) ppkt (iii);

(ii) dokładność regulacji;

(iii) niewrażliwość regulacji; oraz

(iv) czas uruchomienia mocy biernej;

c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) zakres regulacji oraz zmienności statyzmu i strefy nieczułości jest zgodny z uzgodnionymi lub postanowionymi parametrami charakterystyki określonymi w art. 21 ust. 3 lit. d);

(ii) niewrażliwość regulacji napięcia nie jest wyższa niż 0,01 pu, zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d); oraz

(iii) w następstwie skokowej zmiany napięcia 90 % zmiany generowanej mocy biernej zostaje osiągnięte w granicach czasów i tolerancji określonych w art. 21 ust. 3 art. d).

8. W odniesieniu do testu w zakresie trybu regulacji mocy biernej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu parku energii do pracy w trybie regulacji mocy biernej, zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d) ppkt (v);

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 weryfikuje następujące parametry:

(i) ►C2 zakres nastaw i przyrost wartości zadanej mocy biernej ◄

▼B

(ii) dokładność regulacji; oraz

(iii) czas uruchomienia mocy biernej.

d) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) ►C2 zakres nastaw i przyrost wartości zadanej mocy biernej ◄ są zapewniane zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d); oraz

(ii) dokładność regulacji spełnia warunki określone w art. 21 ust. 3 lit. d).

9. W odniesieniu do testu w zakresie trybu regulacji współczynnika mocy zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu parku energii do pracy w trybie regulacji współczynnika mocy zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d) ppkt (vi);

b) test w zakresie trybu regulacji współczynnika mocy weryfikuje następujące parametry:

(i) ►C2 zakres wartości zadanej ◄ współczynnika mocy;

(ii) dokładność regulacji; oraz

(iii) odpowiedź mocy biernej spowodowaną skokową zmianą mocy czynnej;

c) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

(i) ►C2 zakres nastaw i przyrost wartości zadanej współczynnika mocy ◄ są zapewniane zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. d);

(ii) czas uruchomienia mocy biernej w wyniku skokowej zmiany mocy czynnej nie przekracza wymogu ustanowionego w art. 21 ust. 3 lit. d); oraz

(iii) dokładność regulacji jest zgodna z wartością określoną w art. 21 ust. 3 lit. d).

10. W odniesieniu do testów, o których mowa w ust. 7, 8 i 9, właściwy operator systemu może wybrać tylko jedną z trzech opcji regulacji na potrzeby testów.

Artykuł 49

Testy zgodności dla modułów parku energii typu D

1. Moduły parku energii typu D podlegają testom zgodności dla modułów parku energii typu B i C zgodnie z warunkami określonymi w art. 47 i 48.

▼B

2. Zamiast przeprowadzania odpowiedniego testu właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, aby wykazać zgodność z odpowiednim wymogiem. W takim przypadku certyfikaty sprzętu przedstawia się właściwemu operatorowi systemu.

ROZDZIAŁ 4

Testy zgodności dla morskich modułów parku energii

Artykuł 50

Testy zgodności dla morskich modułów parku energii

Testy zgodności ustanowione w art. 44 ust. 2, a także w art. 48 ust. 2, 3, 4, 5, 7, 8 i 9 mają zastosowanie do morskich modułów parku energii.

ROZDZIAŁ 5

Symulacje zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii

Artykuł 51

Symulacje zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B

1. Właściciele zakładów wytwarzania energii przeprowadzają symulacje w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O w odniesieniu do synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B. Zamiast przeprowadzania odpowiedniego testu właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, aby wykazać zgodność z odpowiednim wymogiem. W takim przypadku certyfikaty sprzętu przedstawia się właściwemu operatorowi systemu.

2. W odniesieniu do symulacji w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O zastosowanie mają następujące wymogi:

a) za pomocą symulacji wykazuje się zdolność modułu wytwarzania energii do regulowania mocy czynnej przy wysokiej częstotliwości zgodnie z art. 13 ust. 2;

▼C2

b) symulację przeprowadza się za pomocą skokowych i płynnych zmian podwyższonej częstotliwości osiągających minimalny poziom regulacji, z uwzględnieniem nastaw statyzmu i strefy nieczułości;

▼B

c) symulację uznaje się za zaliczoną w przypadku, gdy:

(i) model symulacyjny modułu wytwarzania energii jest zatwierdzony w oparciu o test zgodności w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O opisany w art. 44 ust. 2; oraz

(ii) wykazana zostaje zgodność z wymogiem określonym w art. 13 ust. 2.

▼B

3. W odniesieniu do symulacji zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B do pozostania w pracy podczas zwarcia zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się za pomocą symulacji zdolność modułu wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia zgodnie z warunkami określonymi w art. 14 ust. 3 lit. a);

b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana jest zgodność z wymogiem określonym w art. 14 ust. 3 lit. a).

4. W odniesieniu do symulacji w zakresie pozwarciowego odtworzenia mocy czynnej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu wytwarzania energii do zapewniania pozwarciowego odtworzenia mocy czynnej, o którym mowa w warunkach określonych w art. 17 ust. 3;

b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana jest zgodność z wymogiem określonym w art. 17 ust. 3.

Artykuł 52

Symulacje zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu C

1. Oprócz symulacji zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B określonych w art. 51, synchroniczne moduły wytwarzania energii typu C podlegają ponadto symulacjom zgodności wyszczególnionym w ust. 2–5. Zamiast przeprowadzania całości lub części tych symulacji właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, które należy przedstawić właściwemu operatorowi systemu.

2. W odniesieniu do symulacji w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-U zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu wytwarzania energii do regulowania mocy czynnej przy niskich częstotliwościach zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. c);

▼C2

b) symulację przeprowadza się za pomocą skokowych i płynnych zmian obniżonej częstotliwości osiągających moc maksymalną, z uwzględnieniem nastaw statyzmu i strefy nieczułości;

▼B

c) symulację uznaje się za zaliczoną w przypadku, gdy:

(i) model symulacyjny modułu wytwarzania energii jest zatwierdzony w oparciu o test zgodności w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-U opisany w art. 45 ust. 2; oraz

(ii) wykazana zostaje zgodność z wymogiem określonym w art. 15 ust. 2 lit. c).

▼B

3. W odniesieniu do symulacji w zakresie odpowiedzi w trybie FSM zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu wytwarzania energii do regulowania mocy czynnej w pełnym zakresie częstotliwości zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. d);

b) symulację przeprowadza się, ►C2 symulując skokowe i płynne zmiany częstotliwości ◄ wystarczająco duże, aby doprowadzić do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w całym zakresie, z uwzględnieniem ►C2 nastaw ◄ statyzmu i strefy nieczułości;

c) symulację uznaje się za zaliczoną w przypadku, gdy:

(i) model symulacyjny modułu wytwarzania energii jest zatwierdzony w oparciu o test zgodności w zakresie odpowiedzi w trybie FSM opisany w art. 45 ust. 3; oraz

(ii) wykazana zostaje zgodność z wymogiem określonym w art. 15 ust. 2 lit. d).

4. W odniesieniu do symulacji w zakresie pracy wyspowej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się ►C2 parametry pracy modułu wytwarzania energii ◄ do działania podczas pracy wyspowej, o której mowa w warunkach określonych w art. 15 ust. 5 lit. b);

b) symulację uznaje za zaliczoną, jeżeli moduł wytwarzania energii zmniejsza lub zwiększa generowaną moc czynną od swojego wcześniejszego punktu pracy do dowolnego nowego punktu pracy w ramach wykresu zdolności P-Q w granicach określonych w art. 15 ust. 5 lit. b), bez odłączenia modułu wytwarzania energii od wyspy z powodu wzrostu częstotliwości lub spadku częstotliwości.

5. W odniesieniu do symulacji w zakresie zdolności do generacji mocy biernej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu wytwarzania energii do zapewniania zdolności do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej zgodnie z warunkami określonymi w art. 18 ust. 2 lit. b) i c);

b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są następujące warunki:

(i) model symulacyjny modułu wytwarzania energii jest zatwierdzony w oparciu o testy zgodności w zakresie zdolności do generacji mocy biernej opisane w art. 45 ust. 7; oraz

(ii) wykazana zostaje zgodność z wymogami art. 18 ust. 2 lit. b) i c).

▼B

Artykuł 53

Symulacje zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu D

1. Oprócz symulacji zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B i C określonych w art. 51 i 52, z wyjątkiem symulacji zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii typu B do pozostania w pracy podczas zwarcia, o której mowa w art. 51 ust. 3, synchroniczne moduły wytwarzania energii typu D podlegają symulacjom zgodności określonym w ust. 2 i 3. Zamiast przeprowadzania całości lub części tych symulacji właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, które należy przedstawić właściwemu operatorowi systemu.

2. W odniesieniu do symulacji w zakresie regulacji tłumienia oscylacji mocy zastosowanie mają następujące wymogi:

▼C2

a) wykazuje się, że parametry pracy modułu wytwarzania energii pod względem jego układu regulacji (zwane dalej „funkcją PSS”) umożliwiają tłumienie oscylacji mocy czynnej zgodnie z warunkami określonymi w art. 19 ust. 2;

▼B

b) regulacja musi prowadzić do poprawy tłumienia odpowiedniej odpowiedzi mocy czynnej AVR w połączeniu z funkcją PSS w porównaniu z odpowiedzią mocy czynnej samego AVR;

c) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

(i) funkcja PSS powoduje tłumienie oscylacji mocy czynnej modułu wytwarzania energii w zakresie częstotliwości określonym przez właściwego OSP. Przedmiotowy zakres częstotliwości obejmuje częstotliwości trybu lokalnego modułu wytwarzania energii i oczekiwane oscylacje sieci; oraz

(ii) nagłe zmniejszenie obciążenia modułu wytwarzania energii z 1 pu do 0,6 pu mocy maksymalnej nie prowadzi do niewytłumionych oscylacji mocy czynnej lub mocy biernej modułu wytwarzania energii.

3. W odniesieniu do symulacji zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii typu D do pozostania w pracy podczas zwarcia zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu wytwarzania energii do zapewniania pozostania w pracy podczas zwarcia zgodnie z warunkami określonymi w art. 16 ust. 3 lit. a);

b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana jest zgodność z wymogiem określonym w art. 16 ust. 3 lit. a).

▼B

ROZDZIAŁ 6

Symulacje zgodności dla modułów parku energii

Artykuł 54

Symulacje zgodności dla modułów parku energii typu B

1. Moduły parku energii typu B podlegają symulacjom zgodności określonym w ust. 2–5. Zamiast przeprowadzania całości lub części tych symulacji właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, które należy przedstawić właściwemu operatorowi systemu.

2. W odniesieniu do symulacji w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu parku energii do regulowania mocy czynnej przy wysokiej częstotliwości zgodnie z art. 13 ust. 2;

▼C2

b) symulację przeprowadza się za pomocą skokowych i płynnych zmian podwyższonej częstotliwości osiągających minimalny poziom regulacji, z uwzględnieniem nastaw statyzmu i strefy nieczułości;

▼B

c) symulację uznaje się za zaliczoną w przypadku, gdy:

(i) model symulacyjny modułu parku energii jest zatwierdzony w oparciu o test zgodności w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-O określony w art. 47 ust. 3; oraz

(ii) wykazana zostaje zgodność z wymogiem określonym w art. 13 ust. 2.

3. W odniesieniu do symulacji w zakresie wprowadzenia szybkiego prądu zakłóceniowego zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu parku energii do zapewniania wprowadzenia szybkiego prądu zakłóceniowego zgodnie z warunkami określonymi w art. 20 ust. 2 lit. b);

b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana jest zgodność z wymogiem określonym w art. 20 ust. 2 lit. b).

4. W odniesieniu do zdolności ►C2 modułów parku energii ◄ typu B do symulacji pozostania w pracy podczas zwarcia zastosowanie mają następujące wymogi:

a) za pomocą symulacji wykazuje się zdolność modułu parku energii do pozostania w pracy podczas zwarcia, zgodnie z warunkami określonymi w art. 14 ust. 3 lit. a);

b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana jest zgodność z wymogiem określonym w art. 14 ust. 3 lit. a).

▼B

5. W odniesieniu do symulacji w zakresie pozwarciowego odtworzenia mocy czynnej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu parku energii do zapewniania pozwarciowego odtworzenia mocy czynnej zgodnie z warunkami określonymi w art. 20 ust. 3;

b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli wykazana jest zgodność z wymogiem określonym w art. 20 ust. 3.

Artykuł 55

Symulacje zgodności dla modułów parku energii typu C

1. Oprócz symulacji zgodności dla modułów parku energii typu B określonych w art. 54, moduły parku energii typu C podlegają ponadto symulacjom zgodności określonym w ust. 2–7. Zamiast przeprowadzania całości lub części tych symulacji właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, które należy przedstawić właściwemu operatorowi systemu.

2. W odniesieniu do symulacji w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-U zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu parku energii do regulowania mocy czynnej przy niskich częstotliwościach zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. c);

▼C2

b) symulację przeprowadza się za pomocą skokowych i płynnych zmian obniżonej częstotliwości osiągających moc maksymalną, z uwzględnieniem nastaw statyzmu i strefy nieczułości;

▼B

c) symulację uznaje się za zaliczoną w przypadku, gdy:

(i) model symulacyjny modułu parku energii jest zatwierdzony w oparciu o test zgodności w zakresie odpowiedzi w trybie LFSM-U określony w art. 48 ust. 3; oraz

(ii) wykazana zostaje zgodność z wymogiem określonym w art. 15 ust. 2 lit. c).

3. W odniesieniu do symulacji w zakresie odpowiedzi w trybie FSM zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się zdolność modułu parku energii do regulowania mocy czynnej w pełnym zakresie częstotliwości, o którym mowa w art. 15 ust. 2 lit. d);

▼B

b) symulację przeprowadza się, ►C2 symulując skokowe i płynne zmiany częstotliwości ◄ wystarczająco duże, aby doprowadzić do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w całym zakresie, z uwzględnieniem ►C2 nastaw ◄ statyzmu i strefy nieczułości;

c) symulację uznaje się za zaliczoną w przypadku, gdy:

(i) model symulacyjny modułu parku energii jest zatwierdzony w oparciu o test zgodności w zakresie odpowiedzi w trybie FSM określony w art. 48 ust. 4; oraz

(ii) wykazana zostaje zgodność z wymogiem określonym w art. 15 ust. 2 lit. d).

4. W odniesieniu do symulacji w zakresie pracy wyspowej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) wykazuje się ►C2 parametry pracy modułu parku energii ◄ do działania podczas pracy wyspowej zgodnie z warunkami określonymi w art. 15 ust. 5 lit. b);

b) symulację uznaje za zaliczoną w przypadku, gdy moduł parku energii zmniejsza lub zwiększa generowaną moc czynną od swojego wcześniejszego punktu pracy do dowolnego nowego punktu pracy w ramach wykresu zdolności P-Q i w granicach określonych w art. 15 ust. 5 lit. b), bez odłączenia modułu parku energii od wyspy z powodu wzrostu częstotliwości lub spadku częstotliwości.

5. W odniesieniu do symulacji w zakresie zdolności do zapewnienia inercji syntetycznej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) należy wykazać zdolność modelu modułu parku energii do zapewnienia inercji syntetycznej w przypadku zdarzenia o niskiej częstotliwości, jak określono w art. 21 ust. 2 lit. a);

b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli model wykazuje spełnienie warunków określonych w art. 21 ust. 2.

6. W odniesieniu do symulacji w zakresie zdolności do generacji mocy biernej zastosowanie mają następujące wymogi:

a) moduł parku energii musi wykazać, że może zapewniać zdolność do wyprzedzania i opóźniania generacji mocy biernej, jak określono w art. 21 ust. 3 lit. b) i c);

b) symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

▼B

(i) model symulacyjny modułu parku energii jest zatwierdzony w oparciu o testy zgodności w zakresie zdolności do generacji mocy biernej określone w art. 48 ust. 6; oraz

(ii) wykazana zostaje zgodność z wymogami określonymi w art. 21 ust. 3 lit. b) i c).

7. W odniesieniu do symulacji w zakresie regulacji tłumienia oscylacji mocy zastosowanie mają następujące wymogi:

a) model modułu parku energii musi wykazać, że może zapewniać zdolność do tłumienia oscylacji mocy czynnej zgodnie z art. 21 ust. 3 lit. f);

b) symulację uznaje się za zaliczoną w przypadku, gdy model wykazuje zgodność z warunkami opisanymi w art. 21 ust. 3 lit. f).

Artykuł 56

Symulacje zgodności dla modułów parku energii typu D

1. Oprócz symulacji zgodności dla modułów parku energii typu B i C określonych w art. 54 i 55, z wyjątkiem zdolności modułów parku energii typu B do pozostania w pracy podczas zwarcia, o której mowa w art. 54 ust. 4, moduły parku energii typu D podlegają symulacji zgodności w zakresie zdolności modułów parku energii do pozostania w pracy podczas zwarcia.

2. Zamiast przeprowadzania całości lub części symulacji wspomnianych w ust. 1 właściciel zakładu wytwarzania energii może wykorzystać certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący, które należy przedstawić właściwemu operatorowi systemu.

3. Model modułu parku energii musi wykazać, że jest odpowiedni do symulacji zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia zgodnie z art. 16 ust. 3 lit. a).

4. Symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli model wykazuje zgodność z warunkami określonymi w art. 16 ust. 3 lit. a).

ROZDZIAŁ 7

Symulacje zgodności dla morskich modułów parku energii

Artykuł 57

Symulacje zgodności mające zastosowanie do morskich modułów parku energii

Symulacje zgodności określone w art. 54 ust. 3 i 5, a także w art. 55 ust. 4, 5 i 7 mają zastosowanie do każdego morskiego modułu parku energii.

▼B

ROZDZIAŁ 8

Niewiążące wytyczne oraz monitorowanie wdrożenia

Artykuł 58

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 59

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 uzasadniony pozostaje wybór wartości i zakresów w wymogach mających zastosowanie do modułów wytwarzania energii na mocy niniejszego rozporządzenia.

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 przekazuje 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 zadaniami dotyczącymi monitorowania wdrożenia, aby uniknąć dublowania informacji.

▼B

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 V

ODSTĘPSTWA

Artykuł 60

Uprawnienie do przyznawania odstępstw

1. Organy regulacyjne mogą – na wniosek właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii, właściwego operatora systemu lub właściwego OSP – przyznać właścicielom zakładów wytwarzania energii lub przyszłym właścicielom zakładów wytwarzania energii, właściwym operatorom systemów lub właściwym OSP odstępstwa od przepisu lub przepisów niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do nowych i istniejących modułów wytwarzania energii zgodnie z art. 61–63.

2. W przypadku, gdy ma to zastosowanie w państwie członkowskim, odstępstwa mogą być przyznawane lub cofane zgodnie z art. 61–63 przez organy inne niż organ regulacyjny.

Artykuł 61

Przepisy ogólne

1. Każdy organ regulacyjny, po konsultacji z właściwymi operatorami systemów i właścicielami zakładów wytwarzania energii i innymi zainteresowanymi stronami, na które jego zdaniem ma wpływ niniejsze rozporządzenie, określa kryteria przyznawania odstępstw na podstawie art. 62 i 63. Publikuje te kryteria na swoich stronach internetowych 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 ze stopniowymi zmianami wymogów dotyczących systemu, może nie częściej niż raz w roku 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 moduły wytwarzania energii, w odniesieniu do których wniosek o odstępstwo został złożony zgodnie z art. 62 lub art. 63, nie muszą spełniać wymogów niniejszego rozporządzenia, dla których ubiegali się o odstępstwo, od dnia złożenia wniosku do czasu wydania decyzji przez organ regulacyjny.

▼B

Artykuł 62

Wniosek o przyznanie odstępstwa składany przez właściciela zakładu wytwarzania energii

1. Właściciele zakładów wytwarzania energii lub przyszli właściciele zakładów wytwarzania energii mogą występować o przyznanie odstępstw od jednego lub większej liczby wymogów określonych w niniejszym rozporządzeniu w odniesieniu do modułów wytwarzania energii w swoich zakładach.

2. Wniosek o przyznanie odstępstwa należy składać do właściwego operatora systemu i musi on obejmować:

a) dane identyfikacyjne właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii oraz dane osoby odpowiedzialnej za kontakty;

b) opis modułu(-ów) wytwarzania energii, dla którego(-ych) występuje się o przyznanie odstępstwa;

▼C2

c) odniesienie do przepisów niniejszego rozporządzenia, których dotyczy wniosek o przyznanie odstępstwa, oraz szczegółowy opis wnioskowanego odstępstwa;

▼B

d) szczegółowe uzasadnienie, wraz z odpowiednimi dokumentami potwierdzającymi, oraz analizę kosztów i korzyści zgodnie z wymogami art. 39;

e) dowód, że wnioskowane odstępstwo nie będzie miało niekorzystnego wpływu na transgraniczny obrót energią.

3. W terminie dwóch tygodni od otrzymania wniosku o przyznanie odstępstwa, właściwy operator systemu potwierdza właścicielowi zakładu wytwarzania energii lub przyszłemu właścicielowi zakładu wytwarzania energii, czy wniosek jest kompletny. Jeżeli właściwy operator systemu uważa, że wniosek jest niekompletny, właściciel zakładu wytwarzania energii lub przyszły właściciel zakładu wytwarzania energii przedstawia dodatkowe wymagane informacje w terminie jednego miesiąca od otrzymania wniosku o dodatkowe informacje. Jeżeli właściciel zakładu wytwarzania energii lub przyszły właściciel zakładu wytwarzania energii 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 każdym zainteresowanym sąsiednim OSD, dokonuje oceny wniosku o przyznanie odstępstwa i przedstawionej analizy kosztów i korzyści, z uwzględnieniem kryteriów określonych przez organ regulacyjny na podstawie art. 61.

5. Jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa dotyczy modułu wytwarzania energii typu C lub D 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.

▼B

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 zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii, 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 wniosku przez organ regulacyjny. Termin ten może zostać przedłużony o trzy miesiące przed jego upływem, jeżeli organ regulacyjny potrzebuje dodatkowych informacji od właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii bądź od innych zainteresowanych stron. Bieg dodatkowego terminu rozpoczyna się z chwilą otrzymania kompletnych informacji.

8. Właściciel zakładu wytwarzania energii lub przyszły właściciel zakładu wytwarzania energii przedstawia wszelkie dodatkowe informacje wymagane przez organ regulacyjny w terminie dwóch miesięcy od przedstawienia takiego żądania. Jeżeli właściciel zakładu wytwarzania energii lub przyszły właściciel zakładu wytwarzania energii nie dostarczy wymaganych 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) właściciel zakładu wytwarzania energii lub przyszły właściciel zakładu wytwarzania energii 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 właściwego właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii, 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. 65 ust. 2.

12. W przypadku modułów wytwarzania energii typu A wniosek o przyznanie odstępstwa na podstawie niniejszego artykułu może zostać złożony przez osobę trzecią w imieniu właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela modułu wytwarzania energii. Przedmiotowy wniosek może dotyczyć jednego modułu wytwarzania energii lub kilku identycznych modułów wytwarzania energii. W tym drugim przypadku, jeżeli określono łączną moc maksymalną, osoba trzecia może zastąpić dane wymagane na mocy przepisów ust. 2 lit. a) swoimi danymi.

▼B

Artykuł 63

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

1. Właściwi operatorzy systemów lub właściwi OSP mogą występować o przyznanie odstępstw dla kategorii modułów wytwarzania energii, które są lub mają zostać przyłączone do ich sieci.

2. Właściwi operatorzy systemów lub właściwi OSP składają swoje wnioski o przyznanie odstępstw organowi regulacyjnemu. Każdy wniosek o przyznanie odstępstwa musi zawierać:

a) dane identyfikacyjne właściwego operatora systemu lub właściwego OSP oraz dane osoby kontaktowej na potrzeby komunikacji;

b) opis modułów wytwarzania energii, których dotyczy wniosek o przyznanie odstępstwa, oraz całkowitą moc zainstalowaną i liczbę modułów wytwarzania energii;

c) wymóg(-ogi) niniejszego rozporządzenia, którego(-ych) dotyczy wniosek o przyznanie odstępstwa, wraz ze szczegółowym opisem wnioskowanego odstępstwa;

d) szczegółowe uzasadnienie wraz ze wszystkimi odpowiednimi dokumentami potwierdzającymi;

e) dowód, że wnioskowane odstępstwo nie będzie miało niekorzystnego wpływu na transgraniczny obrót energią;

f) analizę kosztów i korzyści zgodną z wymogami art. 39. W stosownych przypadkach, analiza kosztów i korzyści musi zostać przeprowadzona w porozumieniu z właściwym OSP i każdym zainteresowanym sąsiednim OSD.

3. 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. 61.

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 odpowiednią dokumentacją. Wspomniany termin sześciu miesięcy może zostać przedłużony o jeden miesiąc, jeżeli właściwy OSP potrzebuje dodatkowych informacji od właściwego OSD lub od właściwego OZSD.

▼B

6. Organ regulacyjny podejmuje decyzję w sprawie wniosku o przyznanie odstępstwa w terminie sześciu miesięcy od dnia następującego po otrzymaniu wniosku przez organ regulacyjny. 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 przygotowania przez właściwych operatorów systemów wniosków o przyznanie odstępstwa. W tym celu organ regulacyjny uwzględnia rozróżnienie między systemem przesyłowym i systemem dystrybucyjnym na szczeblu krajowym oraz przeprowadza konsultacje z operatorami systemów, właścicielami zakładów wytwarzania energii 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. 65 ust. 2.

Artykuł 64

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

b) treść odstępstwa;

c) powody przyznania lub odmowy odstępstwa;

d) skutki przyznania odstępstwa.

Artykuł 65

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 właściwemu 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 niewystępowania o cofnięcie odstępstw.

TYTUŁ VI

PRZEPISY PRZEJŚCIOWE DOTYCZĄCE POWSTAJĄCYCH TECHNOLOGII

Artykuł 66

Powstające technologie

1. Z wyjątkiem art. 30, wymogi niniejszego rozporządzenia nie mają zastosowania do modułów wytwarzania energii zaklasyfikowanych do powstających technologii, zgodnie z procedurami określonymi w niniejszym tytule.

2. Moduł wytwarzania energii kwalifikuje się do zaklasyfikowania do powstających technologii zgodnie z art. 69, pod warunkiem że:

a) jest modułem typu A;

b) stanowi dostępną na rynku technologię modułu wytwarzania energii; oraz

c) łączna sprzedaż technologii modułu wytwarzania energii w ramach obszaru synchronicznego w momencie składania wniosku o zaklasyfikowanie do powstających technologii nie przekracza 25 % maksymalnego poziomu łącznej mocy maksymalnej ustanowionego zgodnie z art. 67 ust. 1.

▼B

Artykuł 67

Ustanowienie progów na potrzeby zaklasyfikowania do powstających technologii

1. Maksymalny poziom łącznej mocy maksymalnej modułów wytwarzania energii klasyfikowanych jako powstające technologie w obszarze synchronicznym wynosi 0,1 % rocznego maksymalnego obciążenia w 2014 r. w danym obszarze synchronicznym.

2. Państwa członkowskie dopilnowują, aby ich maksymalny poziom łącznej mocy maksymalnej modułów wytwarzania energii klasyfikowanych jako powstające technologie był obliczany przez pomnożenie maksymalnego poziomu łącznej mocy maksymalnej modułów wytwarzania energii klasyfikowanych jako powstające technologie obszaru synchronicznego przez stosunek rocznej wielkości energii elektrycznej wytworzonej w 2014 r. w państwie członkowskim do całkowitej rocznej wielkości energii elektrycznej wytworzonej w 2014 r. w danym obszarze synchronicznym, do którego należy dane państwo członkowskie.

W przypadku państw członkowskich należących do części różnych obszarów synchronicznych obliczenia dokonuje się na zasadzie proporcjonalnej dla każdej z tych części i sumuje w celu otrzymania całkowitego przydziału dla danego państwa członkowskiego.

3. Źródłem danych na potrzeby stosowania przepisów niniejszego artykułu jest zestawienie statystyczne (Statistical Factsheet) ENTSO energii elektrycznej opublikowane w 2015 r.

Artykuł 68

Wniosek o zaklasyfikowanie do powstających technologii

1. W terminie sześciu miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia producenci modułów wytwarzania energii typu A mogą przedłożyć odpowiedniemu organowi regulacyjnemu wniosek o zaklasyfikowanie ich technologii modułu wytwarzania energii do powstających technologii.

2. W związku z wnioskiem składanym na podstawie ust. 1 producent powiadamia odpowiedni organ regulacyjny o łącznej sprzedaży danej technologii modułu wytwarzania energii w ramach każdego obszaru synchronicznego w momencie składania wniosku o zaklasyfikowanie do powstających technologii.

3. Producent przedstawia dowód na to, że wniosek składany na podstawie ust. 1 spełnia kryteria dopuszczenia określone w art. 66 i 67.

4. W przypadku, gdy ma to zastosowanie w danym państwie członkowskim, ocenę wniosków, a także zatwierdzanie i cofanie zaklasyfikowania do powstających technologii mogą przeprowadzać organy inne niż organ regulacyjny.

Artykuł 69

Ocena i zatwierdzenie wniosków o zaklasyfikowanie do powstających technologii

1. W terminie 12 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia odpowiedni organ regulacyjny podejmuje – w porozumieniu ze wszystkimi innymi organami regulacyjnymi obszaru synchronicznego – decyzję, które moduły wytwarzania energii należy (ewentualnie) zaklasyfikować do powstających technologii. Każdy z organów regulacyjnych

▼B

odpowiedniego obszaru synchronicznego może wystąpić do Agencji o uprzednią opinię, która wydawana jest w terminie trzech miesięcy od otrzymania wniosku. Decyzja odpowiedniego organu regulacyjnego uwzględnia opinię Agencji.

2. Każdy organ regulacyjny obszaru synchronicznego publikuje wykaz modułów wytwarzania energii zatwierdzonych jako powstające technologie.

Artykuł 70

Cofnięcie zaklasyfikowania do powstających technologii

1. Począwszy od daty decyzji organu regulacyjnego na podstawie art. 69 ust. 1, producent modułu wytwarzania energii zaklasyfikowanego do powstających technologii przekazuje co dwa miesiące organowi regulacyjnemu aktualizację dotyczącą sprzedaży modułu z podziałem na państwa członkowskie za minione dwa miesiące. Organ regulacyjny podaje do publicznej wiadomości łączną moc maksymalną modułów wytwarzania energii zaklasyfikowanych do powstających technologii.

2. W przypadku gdy łączna moc maksymalna wszystkich przyłączonych do sieci modułów wytwarzania energii zaklasyfikowanych do powstających technologii przekracza próg ustanowiony w art. 67, odpowiedni organ regulacyjny cofa zaklasyfikowanie do powstających technologii. Decyzja o cofnięciu zaklasyfikowania musi zostać opublikowana.

3. Nie naruszając przepisów ust. 1 i 2, wszystkie organy regulacyjne obszaru synchronicznego mogą postanowić w sposób skoordynowany o cofnięciu zaklasyfikowania do powstających technologii. Organy regulacyjne danego obszaru synchronicznego mogą wystąpić do Agencji o uprzednią opinię, która wydawana jest w terminie trzech miesięcy od otrzymania wniosku. W stosownych przypadkach skoordynowana decyzja organów regulacyjnych uwzględnia opinię Agencji. Decyzja o cofnięciu zaklasyfikowania musi zostać opublikowana przez każdy organ regulacyjny obszaru synchronicznego.

Moduły wytwarzania energii zaklasyfikowane do powstających technologii i przyłączone do sieci przed datą cofnięcia zaklasyfikowania do powstających technologii są uznawane za istniejące moduły wytwarzania energii i w związku z tym podlegają jedynie wymogom niniejszego rozporządzenia zgodnie z przepisami art. 4 ust. 2 oraz art. 38 i art. 39.

TYTUŁ VII

PRZEPISY KOŃCOWE

Artykuł 71

Zmiana umów oraz warunków ogólnych

1. Organy regulacyjne zapewniają, aby wszystkie odpowiednie klauzule w umowach oraz warunkach ogólnych dotyczących przyłączenia do sieci nowych modułów wytwarzania energii zostały dostosowane do wymogów niniejszego rozporządzenia.

▼B

2. Wszystkie odpowiednie klauzule w umowach oraz odpowiednie klauzule warunków ogólnych dotyczących przyłączenia do sieci istniejących modułów wytwarzania energii, podlegających wszystkim lub niektórym wymogom niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 4 ust. 1, zostają 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 dopilnowują, aby krajowe umowy między operatorami systemów oraz właścicielami nowych lub istniejących zakładów wytwarzania energii podlegających niniejszemu rozporządzeniu, odnoszące się do wymogów dotyczących przyłączenia do sieci zakładów wytwarzania energii, w szczególności krajowe kodeksy sieci, odzwierciedlały wymogi określone w niniejszym rozporządzeniu.

Artykuł 72

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. 7, art. 58, art. 59, art. 61 oraz tytułu VI, 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.