

Raport

z procesu konsultacji

projektu **Karty aktualizacji**
nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

**Informacja o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach
oraz sposobie ich uwzględnienia**

1. Specyfikacja działań zrealizowanych w ramach konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 4

Wykaz działań PSE S.A. (dalej również „OSP”) w ramach procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej „Karta aktualizacji nr 4”).

Lp.	Data	Opis działań
1.	29 czerwca 2026 r.	Opublikowanie Komunikatu OSP dotyczącego rozpoczęcia procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 4.
2.	29 czerwca - 31 lipca 2026 r.	Zbieranie uwag w ramach procesu konsultacji z użytkownikami systemu projektu Karty aktualizacji nr 4
3.	1 sierpnia - 8 września 2026 r.	Opracowanie Raportu z procesu konsultacji z użytkownikami systemu projektu Karty aktualizacji nr 4. Opracowanie Karty aktualizacji nr 4, po przeprowadzonym procesie konsultacji projektu tej karty aktualizacji, celem przedłożenia jej Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE”) do zatwierdzenia.
4.	8 września 2026 r.	Przedłożenie Prezesowi URE do zatwierdzenia Karty aktualizacji nr 4 opracowanej po przeprowadzonym procesie konsultacji projektu tej karty aktualizacji, wraz z Raportem z procesu konsultacji i Dokumentem wyjaśniającym. Opublikowanie Komunikatu OSP dotyczącego przedłożenia Karty aktualizacji nr 4 Prezesowi URE do zatwierdzenia wraz z Raportem z procesu konsultacji i Dokumentem wyjaśniającym.

2. Lista użytkowników systemu, którzy zgłosili uwagi w procesie konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 4

W procesie konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 4 do proponowanych zmian postanowień IRiESP uwagi zgłosili następujący użytkownicy systemu:

1. **MFW Bałtyk I S.A. (MFW Bałtyk)**
2. **Konfederacja Lewiatan (Lewiatan)**
3. **Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE)**
4. **Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej (PSES)**
5. **Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW)**
6. **PGE Dystrybucja S.A. (PGE)**
7. **Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii (PSME)**

3. Zestawienie uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu do projektu Karty aktualizacji nr 4 oraz sposób ich uwzględnienia**3.1. Uwagi ogólne**

Lp.	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
O1	Projektowane wymagania dotyczące zapewnienia zdolności do rozruchu autonomicznego mogą nie być możliwe do spełnienia przez część istniejących lub projektowanych jednostek wytwórczych OZE bez poniesienia dodatkowych, istotnych nakładów inwestycyjnych. W szczególności obecna konfiguracja techniczna instalacji nie zakłada funkcjonalności umożliwiających samodzielny rozruch i pracę w warunkach odbudowy systemu elektroenergetycznego, a dostosowanie do takich wymagań wymagałoby dodatkowych analiz technicznych, projektowych oraz inwestycji w infrastrukturę pomocniczą i układy sterowania. Jednocześnie projekt Karty aktualizacji nie określa zasad pokrywania kosztów takich dostosowań ani mechanizmu ich rozliczenia. W konsekwencji nałożenie obowiązku zapewnienia zdolności do rozruchu autonomicznego bez wskazania źródła finansowania może prowadzić do nieuzasadnionego przeniesienia kosztów realizacji obowiązków systemowych na użytkowników systemu, mimo że zdolność ta służy przede wszystkim bezpieczeństwu pracy KSE i realizacji potrzeb operatora systemu przesyłowego. Wnosimy o doprecyzowanie, że obowiązek zapewnienia zdolności do rozruchu autonomicznego może być nakładany wyłącznie po indywidualnej ocenie technicznych możliwości danej instalacji oraz po określeniu zasad finansowania niezbędnych dostosowań, w szczególności kosztów dodatkowych inwestycji wymaganych do spełnienia tego obowiązku.	Lewiatan PSEW PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Zmiany IRIESP określone w Kacie aktualizacji nr 4 nie nakładają nowych wymagań w zakresie zdolności do rozruchu autonomicznego dla istniejących MWE. Nie nakładają też obowiązku posiadania zdolności do rozruchu autonomicznego dla instalacji OZE takich jak farmy wiatrowe czy fotowoltaiczne. Zgodnie z IRIESP i pkt 5.2. 2 lit. a załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, wymagania dotyczące zdolności do rozruchu autonomicznego odnoszą się do MWE zasilanych gazem, pracujących w cyklu prostym, oraz elektrowni zasilanych energią wody. W związku z powyższym obawy dotyczące konieczności ponoszenia przez instalacje OZE dodatkowych nakładów inwestycyjnych w celu spełnienia wymagań dotyczących rozruchu autonomicznego nie znajdują zastosowania do zmian wprowadzanych Kartą aktualizacji nr 4. Ponadto należy zauważyć, że TCM - wykaz SGU, zatwierdzony decyzją Prezesa URE z dnia 3 września 2025 r., nr DRE.WKP.744.14.5.2025.MKo4, określa kryteria kwalifikacji MWE i MEE jako znaczących użytkowników sieci (SGU) oraz wskazuje wymagania wynikające z IRIESP dla tych instalacji. Zgodnie z art. 12 ust. 4 - 6 oraz art. 24 ust. 4 - 6 NC ER, każdy SGU objęty powiadomieniem o środkach wynikających z planu obrony systemu lub planu odbudowy jest zobowiązany do ich wdrożenia w terminie określonym w tym rozporządzeniu. Obowiązek wdrożenia takich środków wynika bezpośrednio z obowiązujących przepisów prawa oraz nie jest uzależniony od przeprowadzenia indywidualnej oceny technicznych możliwości

			instalacji ani od uprzedniego określenia zasad finansowania niezbędnych dostosowań. W związku z powyższym postulat doprecyzowania IRiESP w zakresie wskazanym w uwadze nie znajduje uzasadnienia.
O2	Proponowana aktualizacja IRiESP może prowadzić do nałożenia na duże magazyny energii nowych, istotnych obowiązków technicznych o charakterze usług systemowych, takich jak black start, grid forming capability, island operation, łączność awaryjna czy okresowe testy. Jest to szczególnie problematyczne w przypadku projektów, które znajdują się już na zaawansowanym etapie rozwoju, w tym projektów, które podjęły już zobowiązania w ramach rynku mocy i w najbliższych latach mają rozpocząć realizację obowiązków mocowych. Dla takich inwestycji decyzje dotyczące modelu ekonomicznego były podejmowane w oparciu o obowiązujący wcześniej zestaw wymagań systemowych, dlatego nałożenie nowych obowiązków na tym etapie nie byłoby neutralną zmianą techniczną, lecz ingerencją w przyjęty model inwestycyjny, potencjalnie wpływającą na CAPEX na poziomie ok. 8-11%, w zależności od dostawcy technologii. Co do zasady popieramy dyskusję o roli magazynów energii w bezpieczeństwie pracy systemu, ale powinna ona mieć charakter kompleksowy, oparty na analizie kosztów i korzyści, przejrzystych kryteriach kwalifikacji oraz realnym dialogu z uczestnikami rynku. Jeżeli magazyny energii mają zapewniać funkcjonalności wspierające odbudowę lub stabilność systemu, powinno to być rozpatrywane jako usługi systemowe świadczone na transparentnych zasadach i za odpowiednim wynagrodzeniem.	Lewiatan	<u>Wyjaśnienie:</u> Obowiązujące regulacje NC ER oraz postanowienia IRiESP już obecnie nakładają na MEE wskazane w uwadze wymagania w zakresie rozruchu autonomicznego oraz pracy wyspowej. Zgodnie z art. 2 ust. 5 NC ER oraz decyzją Prezesa URE zatwierdzającą TCM - wykaz SGU, MEE o mocy 10 MW i większej oraz pojemności 40 MWh i większej zostały zakwalifikowane jako SGU. W konsekwencji ww. MEE zobowiązane są do wdrożenia środków wynikających z planu obrony systemu lub planu odbudowy, w tym zapewnienia wymaganych zdolności, nie później niż w terminie 12 miesięcy od dnia powiadomienia o tych wymaganiach. MEE o mocach zainstalowanych i pojemnościach mniejszych niż określone w TCM - wykaz SGU nie są objęte tymi wymaganiami, a projektowane zmiany IRiESP nie nakładają na nie takich obowiązków. <u>Dodatkowo patrz odpowiedź na uwagę nr O1.</u>
O3	Odwołania do innych regulacji (NC RfG, załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, itd.), powoduje, że dokument staje się nieczytelny, ponieważ wymaga jednoczesnego czytania i interpretowania kilku dokumentów, co może powodować różną/dowolną interpretację zapisów lub niezrozumienie treści wymagania. Rekomenduje się, aby w treści wskazywać konkretny, niebudzący wątpliwości lub interpretacji zapis (np. MWE typu C, Odbiorca przyłączony do sieci 110kV).	PTPiREE PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Zważywszy, że zagadnienia objęte postanowieniami IRiESP są w wielu przypadkach szczegółowo uregulowane w obowiązujących przepisach prawa, w szczególności w rozporządzeniu 2019/943, kodeksach sieci, ustawie Prawo energetyczne oraz rozporządzeniu systemowym, a także w TCM zatwierdzanych przez Prezesa URE, nie jest celowe powielanie tych regulacji w IRiESP, podlegającej odrębnemu procesowi zatwierdzania przez Prezesa URE.

			Po pierwsze, nie jest zasadne przedkładanie Prezesowi URE do zatwierdzenia postanowień, które stanowią już przepisy prawa powszechnie obowiązującego. W uzasadnionych przypadkach, w celu zwiększenia czytelności IRiESP, dopuszczalne jest przywołanie lub częściowe powielenie takich regulacji, jednak rozwiązanie to powinno mieć charakter wyjątkowy. Po drugie, powielanie przepisów prawa powszechnie obowiązującego prowadziłoby do istotnego zwiększenia objętości IRiESP oraz konieczności jej częstych aktualizacji w przypadku każdej zmiany przepisów prawa krajowego lub unijnego. Należy również zauważyć, że stosowane w IRiESP pojęcia i klasyfikacje, takie jak np. typy MWE określone w NC RfG, posiadają jednolite definicje wynikające z przepisów prawa lub dokumentów regulacyjnych. Odwołanie do tych regulacji pozwala zachować spójność terminologiczną oraz zapewnia użytkownikom systemu dostęp do pełnego i aktualnego zakresu wymagań. Powyższe podejście znajduje odzwierciedlenie również w pkt 1.2.1. 7 IRiESP - Wprowadzenie, zgodnie z którym „w obszarach zagadnień, których zakres przedmiotowy IRiESP pokrywa się częściowo lub jest powiązany z zakresem przedmiotowym regulowanym TCM, IRiESP może zawierać odwołania do danego TCM”. Dodatkowo, dla ułatwienia korzystania z IRiESP, dokument zawiera szereg definicji zaczerpniętych z regulacji unijnych i krajowych wraz z odpowiednimi odniesieniami do źródeł tych definicji.
O4	Uwaga ogólna do punktów 3.3.3.2 do 3.3.3.4 – proponowane zapisy przedmiotowej karty IRiESP nie korelują z obowiązującymi zasadami odbudowy systemu, ponieważ wskazują na jego odbudowę poprzez tworzenie autonomicznych wysp poczynając od sieci nN i SN.	PTPIREE PGE	<u>Wyjaśnienie:</u> Przedmiot uwagi nie odnosi się do zakresu zmian objętych Kartą aktualizacji nr 4. Jak wskazano w pkt K2. 3. Dokumentu wyjaśniającego do Karty aktualizacji nr 4, w zakresie pkt 3.3.3. dokonano jedynie uporządkowania nazewnictwa oraz

			uzupełnienia postanowień dotyczących MWE poprzez wprowadzenie odniesienia do TCM - wykaz SGU. Zmiana ta nie wprowadza nowych wymagań ani nie zmienia dotychczasowego zakresu obowiązków.
O5	Wymagania dla MEE (wprowadzanie mocy do sieci) powinny być identyczne co do zasady jak wymagania dla MWE w zakresie przedmiotowym.!	PTPiREE PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Bez wskazania konkretnych postanowień trudno szczegółowo odnieść się do uwagi w zakresie proponowanych zmian IRiESP. Ze względu na różnice technologiczne pomiędzy MEE i MWE nie jest możliwe pełne ujednolicenie wymagań dla obu typów zasobów. Jednocześnie OSP, opracowując wymagania dla MEE, dążył do zapewnienia możliwie wysokiego stopnia spójności tych wymagań z wymaganiami obowiązującymi dla MWE, z uwzględnieniem specyfiki poszczególnych technologii.
O6	Zgodnie ze słownikiem sterowanie „manualne na polecenie właściwego operatora systemu” – oznacza ręczne wykonywanie czynności (zgodnie z słownikami). Zapisy w IRiESP powinny odnosić się do sterowania zdalnego, lokalnego.	PTPiREE PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Postanowienia pkt 3.3.3.3. 6. (1) (b) dotyczą czynności wykonywanej manualnie (zgodnie z definicją przytoczoną w uwadze), przez operatora MWE w systemie sterowania MWE, na polecenie dyspozytora właściwego operatora systemu. Przyjęcie uwagi skutkowałoby ograniczeniem możliwości wydawania przez właściwego operatora systemu poleceń dotyczących realizacji tej funkcjonalności przez operatora MWE.
O7	„TCM - zakres wymienianych danych” nie obejmuje obecnie MEE.	PTPiREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona</u> W wyniku zgłoszonej uwagi zweryfikowano postanowienia IRiESP pod kątem odniesień do TCM – zakres wymienianych danych. W wyniku tej weryfikacji stwierdzono konieczność uzupełnienia dwóch punktów o odniesienie do postanowień rozdziału 12. IRiESP, tj. procedur wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego, w kontekście określonych tam zasad pozyskiwania danych od MEE. Jednocześnie w jednym punkcie należy usunąć odniesienie do TCM – zakres wymienianych danych, gdyż

			zawęży ono zakres przekazywanych danych i skutkuje pominięciem MEE. W związku z powyższym: - w pkt 11.8. IRiESP - Korzystanie pkt 2. otrzymuje brzmienie: 2. <i>Służby dyspozytorskie operatorów systemu oraz służby ruchowe wytwórców, MEE i odbiorców końcowych przyłączonych do sieci zamkniętej, zgodnie z zakresem zadań określonym w pkt 11.2., w sposób ciągły monitorują pracę KSE wykorzystując systemy SCADA. Zakres zbieranych w sposób ciągły danych i sygnalizacji z sieci zamkniętej jest określony w TCM - zakres wymienianych danych oraz w rozdziale 12. - Procedury wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego.</i> - w pkt 10.2. IRiESP - Korzystanie pkt 3. otrzymuje brzmienie: 3. <i>Plan koordynacyjny dostępnych zasobów KSE jest opracowywany przez OSP i udostępniany dla każdej godziny 5 - letniego horyzontu planowania obejmującego 60 miesięcy kalendarzowych, z uwzględnieniem danych planistycznych przekazywanych przez podmioty oraz, zgodnie z zasadami określonymi w rozdziale 10. - Planowanie koordynacyjne oraz postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych i pkt 12.3., przy czym dane przekazywane na potrzeby opracowania i aktualizacji:</i> (1) <i>planów dobowych - obejmują pierwsze 9 kolejnych dni kalendarzowych 5 - letniego horyzontu planowania;</i> (2) <i>planów średnioterminowych - obejmują pozostały okres 5 - letniego horyzontu planowania.</i>
--	--	--	--

			- w pkt 12.6. IRiESP - Korzystanie pkt 1. otrzymuje brzmienie: 1. <i>Na podstawie danych strukturalnych pozyskiwanych zgodnie z pkt 12.2., OSP prowadzi we współpracy z OSDp centralny rejestr zasobów, który obejmuje MWE, MEE przyłączone do KSE oraz inne zasoby, o których mowa w pkt 12.2. 2.</i>
O8	Proponowane przepisy dotyczące obowiązku zapewnienia zdolności do rozruchu autonomicznego mogą okazać się niewykonalne dla części funkcjonujących oraz planowanych instalacji OZE bez przeprowadzenia kosztownych modernizacji. Większość tego typu jednostek nie była projektowana z myślą o pracy w warunkach odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego ani o samodzielnym uruchomieniu po awarii systemowej. Osiągnięcie wymaganej funkcjonalności może wiązać się z koniecznością wykonania dodatkowych analiz technicznych, zmian projektowych oraz wyposażenia instalacji w nowe układy sterowania i infrastrukturę pomocniczą. Projekt Karty aktualizacji nie przewiduje jednocześnie rozwiązań określających sposób finansowania takich dostosowań ani zasad rekompensaty ponoszonych kosztów. W efekcie obowiązek zapewnienia zdolności do rozruchu autonomicznego mógłby skutkować przerzuceniem znacznych nakładów inwestycyjnych na właścicieli jednostek wytwórczych, mimo że funkcjonalność ta służy realizacji zadań operatora systemu przesyłowego oraz zwiększeniu bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W związku z powyższym postulujemy doprecyzowanie projektu poprzez wskazanie, że obowiązek zapewnienia zdolności do rozruchu autonomicznego może zostać nałożony wyłącznie po przeprowadzeniu indywidualnej oceny możliwości technicznych konkretnej instalacji oraz po określeniu przejrzystych zasad finansowania niezbędnych prac dostosowawczych, w tym kosztów modernizacji koniecznych do spełnienia tego wymagania.	PSES	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr O1.</u>
O9	Projektowane zmiany IRiESP mogą skutkować objęciem dużych magazynów energii nowymi wymaganiami technicznymi związanymi z realizacją usług na rzecz systemu elektroenergetycznego, w tym m.in. zapewnieniem zdolności	PSES	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr O2.</u>

	do black start, pracy w trybie grid forming, pracy wyspowej, awaryjnych kanałów komunikacji oraz przeprowadzania cyklicznych testów. Szczególne wątpliwości budzi możliwość objęcia tymi obowiązkami inwestycji będących na zaawansowanym etapie realizacji, w tym projektów, które zawarły już kontrakty mocowe i w najbliższych latach rozpoczną wykonywanie obowiązków wynikających z rynku mocy. Kalkulacje ekonomiczne takich przedsięwzięć zostały przygotowane w oparciu o obowiązujące dotychczas wymagania techniczne, dlatego wprowadzenie nowych obowiązków na obecnym etapie oznaczałoby istotną zmianę warunków realizacji inwestycji, a nie jedynie doprecyzowanie wymagań technicznych. W zależności od zastosowanej technologii mogłoby to przełożyć się na wzrost nakładów inwestycyjnych (CAPEX) o około 8–11%. Popieramy działania zmierzające do zwiększenia udziału magazynów energii w zapewnianiu bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Uważamy jednak, że decyzje dotyczące rozszerzania zakresu ich obowiązków powinny być poprzedzone kompleksową analizą kosztów i korzyści, jasno określonymi zasadami kwalifikacji oraz szerokimi konsultacjami z uczestnikami rynku. Jeżeli operator oczekuje od magazynów energii świadczenia funkcjonalności wspierających odbudowę lub stabilność pracy systemu, powinny one być traktowane jako usługi systemowe realizowane na przejrzystych zasadach i objęte odpowiednim mechanizmem wynagradzania.		
O10	Z uwagi na liczne powiązania, a także konieczność zachowania spójności i zgodności hierarchicznej aktów prawnych, zasadne jest uwzględnienie w pracach nad aktualizacją IRIESP faktu przyjęcia Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Projektowane rozporządzenie będzie stanowiło akt wykonawczy określający szczegółowe wymagania organizacyjne, techniczne i eksploatacyjne dotyczące funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Jego ostateczny kształt może mieć bezpośredni wpływ na zakres oraz treść postanowień zawartych w IRIESP. Wprowadzanie zmian do Instrukcji przed zakończeniem procesu legislacyjnego mogłoby skutkować koniecznością ponownej aktualizacji dokumentu w krótkim czasie, a także ryzykiem wystąpienia niespójności pomiędzy regulacjami.	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 11 czerwca 2026 r. o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki, wydłużony został o 24 miesiące termin - określony w art. 47 ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw - na przyjęcie nowego rozporządzenia systemowego. Jednocześnie, między innymi ze względu na wzrastające znaczenie MEE dla pracy systemu elektroenergetycznego, nie jest zasadne odłożenie wprowadzenia zmian objętych Kartą aktualizacji nr 4 do czasu wejścia w życie nowego rozporządzenia systemowego.

	Oczekiwanie na przyjęcie rozporządzenia pozwoli na kompleksowe i jednorazowe dostosowanie zapisów IRIESP do obowiązujących przepisów prawa, zapewniając ich wzajemną zgodność, przejrzystość oraz stabilność regulacyjną dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej. Takie podejście ograniczy również ryzyko interpretacyjne i organizacyjne związane z wdrażaniem kolejnych zmian regulacyjnych w krótkich odstępach czasu oraz przyczyni się do bardziej efektywnego procesu implementacji nowych wymagań.		
--	--	--	--

3.2. Uwagi szczegółowe do IRIESP - Wprowadzenie

Nie zostały zgłoszone uwagi w zakresie tej części IRIESP.

3.3. Uwagi szczegółowe do IRIESP – Korzystanie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP						
K1	2.7.	MFW Bałtyk I S.A. („Spółka”) rozwija projekt morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I o mocy zainstalowanej do 1560 MW („Projekt”). Projekt wygrał aukcję dla morskich farm wiatrowych przeprowadzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 17 grudnia 2025 r. i uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda pod warunkiem wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej po uzyskaniu koncesji, w terminie 7 lat od dnia zamknięcia sesji aukcji, zatem do 17 grudnia 2032 r. Zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 25 maja 2022 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu (Dz. U. poz. 1257, dalej jako „Rozporządzenie”) maksymalna utrata mocy z morskiej farmy wiatrowej przez zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy – w	MFW Bałtyk	Uwaga została uwzględniona ze zmianą redakcji W pkt 2.7. 3. Tabela 2.7. 3. otrzymuje brzmienie: <table><tr><th>Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]</th><th>Data obowiązywania</th></tr><tr><td>1100</td><td>od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP przed dniem 30 kwietnia 2026 r.</td></tr><tr><td>1000</td><td>od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026</td></tr></table>	Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]	Data obowiązywania	1100	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP przed dniem 30 kwietnia 2026 r.	1000	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026
Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]	Data obowiązywania									
1100	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP przed dniem 30 kwietnia 2026 r.									
1000	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026									

	następstwie nieplanowanego lub planowanego wyłączenia pojedynczego urządzenia tego zespołu urządzeń – nie może przekraczać mniejszej z dwóch następujących wartości: 1) 2/3 mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej – dla układów z więcej niż jednym połączeniem między morską farmą wiatrową a punktem przyłączenia; 2) incydentalnej utraty generacji mocy czynnej (1100 MW). Powyższe oznacza, że ustawodawca dopuścił możliwość realizacji morskiej farmy wiatrowej, której zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest zaprojektowany i zbudowany w taki sposób, że jego maksymalna utrata mocy nie może przekroczyć 1100 MW. W ocenie skutków regulacji wskazano, że: <i>przedmiotowe działanie ma na celu zapewnienie Operatorowi Systemu Przesyłowego możliwości zarządzania infrastrukturą zlokalizowaną na morzu, co ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia bezpieczeństwa państwa</i>. W momencie przyjmowania Rozporządzenia wiadomym było, że Spółka realizuje Projekt oraz jakie są parametry tego Projektu, w szczególności jaka jest moc zainstalowana elektryczna oraz moc przyłączeniowa. Już wtedy Spółka dysponowała ostatecznym i prawomocnym pozwoleniem na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp i urządzeń w polskich obszarach morskich dla morskiej farmy wiatrowej o mocy do 1560 MW, jak i miała określone warunki przyłączenia oraz zawarła w dniu 29 stycznia 2021 r. z operatorem systemu przesyłowego („OSP”) umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej z mocą przyłączeniową wynoszącą 1560 MW. Zatem OSP posiadał wiedzę zarówno co do mocy przyłączeniowej, jak i mocy zainstalowanej Projektu. Jednocześnie w toku konsultacji projektu Rozporządzenia nie zgłoszono uwag dotyczących przyjęcia poziomu incydentalnej utraty generacji mocy czynnej wynoszącego					
	<table><tr><td></td><td>w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP w dniu 30 kwietnia 2026 r. oraz po tym dniu</td></tr><tr><td>1240</td><td>od dnia 1 stycznia 2034 r.</td></tr></table>		w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP w dniu 30 kwietnia 2026 r. oraz po tym dniu	1240	od dnia 1 stycznia 2034 r.	<u>Wyjaśnienie:</u> Należy wskazać, że § 24 ust. 1 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 25 maja 2022 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu (Dz.U. z 2022 r., poz. 1257; dalej „rozporządzenie MKiŚ”), określający wartość maksymalnej utraty mocy z morskiej farmy wiatrowej na poziomie 1100 MW, pozostaje w mocy. Jednocześnie art. 9aa ust. 1 ustawy Prawo energetyczne przyznaje OSP kompetencję do określenia w IRIESP wartości maksymalnej utraty generacji mocy czynnej oraz daty, od której wartość ta obowiązuje, z uwzględnieniem bezpieczeństwa i niezawodnego funkcjonowania KSE. Regulacja ustawowa ma charakter nadrzędny wobec rozporządzenia MKiŚ i nie ogranicza się wyłącznie do morskich farm wiatrowych, lecz odnosi się do jednostek wytwórczych, których utrata generacji mocy czynnej może mieć istotne znaczenie dla pracy systemu elektroenergetycznego. Z tego względu określenie przez OSP wartości odpowiednio na poziomie 1100 MW, 1000 MW, a także 1240 MW oraz określenie dat ich obowiązywania uznać należy za działanie mieszczące się w kompetencjach ustawowych OSP i uzasadnione potrzebą zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE. W odpowiedzi na uwagi zgłoszone podczas konsultacji, OSP uwzględnił sytuację MWE, dla których przed dniem 30 kwietnia
	w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP w dniu 30 kwietnia 2026 r. oraz po tym dniu					
1240	od dnia 1 stycznia 2034 r.					

	1100 MW. Od tego czasu do chwili obecnej nie zmieniła się także wielkość (w tym moc przyłączeniowa i moc zainstalowana elektryczna) największego niepodzielnego, synchronicznego obiektu przyłączonego do sieci zamkniętej, którym jest blok nr 11 Elektrowni Kozienice o mocy zainstalowanej elektrycznej 1112 MW. W konsekwencji nie nastąpiła istotna zmiana parametrów systemowych uzasadniająca obniżenie dopuszczalnej utraty generacji mocy czynnej z poziomu 1100 MW do 1000 MW. W ocenie Spółki określenie maksymalnej utraty generacji mocy czynnej na poziomie 1100 MW nie powinno negatywnie wpływać na stabilność warunków pracy KSE ani bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego. W szczególności poziom ten pozostaje zbliżony do mocy największego niepodzielnego, synchronicznego obiektu funkcjonującego obecnie w KSE. Niezależnie od powyższego zwracamy uwagę, że Projekt był rozwijany w uzasadnionym zaufaniu do obowiązującego otoczenia prawno-regulacyjnego, które dopuszczało incydentalną utratę generacji mocy czynnej na poziomie 1100 MW. Wyjaśniamy, że w październiku 2024 r. Spółka otrzymała warunki przyłączenia dla systemu HVDC połączonego z modułem parku energii z podłączeniem prądu stałego do sieci przesyłowej, co oznacza, że do Projektu zastosowanie miał znaleźć przytoczony wyżej § 24 ust 1 pkt 2 Rozporządzenia określający ten poziom. Zmiana tego parametru na obecnym etapie rozwoju Projektu o 100 MW prowadzi do istotnej ingerencji w przyjęte założenia techniczne i ekonomiczne Projektu, w szczególności brane pod uwagę przy składaniu oferty aukcyjnej i ustaleniu zaoferowanej ceny aukcyjnej. Proponowane zwiększenie wymagań technicznych następuje bowiem już po rozstrzygnięciu aukcji i po ustaleniu parametrów ekonomicznych Projektu. Dostosowanie Projektu do nowych wymogów skutkuje	2026 r., tj. przed wejściem w życie art. 9aa ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, zostały zawarte umowy o przyłączenie do sieci przewidujące wartość maksymalnej utraty generacji mocy czynnej na poziomie 1100 MW. Umowy te stanowią podstawę dalszej realizacji projektów, a inwestorzy mogą w oparciu o nie kształtować harmonogramy oraz założenia techniczne i finansowe. Przyjęcie rozwiązania umożliwiającego zachowanie tej wartości dla wskazanej, ograniczonej grupy MWE nie stanowi odstępstwa od zasad wynikających z art. 9aa ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, ani ograniczenia kompetencji OSP do określania wartości maksymalnej utraty generacji mocy czynnej w IRIESP. Rozwiązanie to służy ochronie praw nabytych, zachowaniu proporcjonalności regulacji oraz stabilności stosunków prawnych wynikających z umów o przyłączenie do sieci zawartych przed dniem wejścia w życie art. 9aa ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, a tym samym przed określeniem w IRIESP wartości maksymalnej utraty generacji mocy czynnej na poziomie 1000 MW. Przyjęte podejście pozwala pogodzić nadrzędny cel, jakim jest bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie KSE, z potrzebą respektowania skutków prawnych umów o przyłączenie do sieci zawartych przed zmianą wymagań. W ocenie OSP rozwiązanie to jest racjonalne, proporcjonalne i zgodne z celem art. 9aa ust. 1 ustawy Prawo energetyczne.
--	---	---

	ograniczeniem jego efektywności ekonomicznej, przy braku możliwości uwzględnienia tych okoliczności w cenie zaoferowanej w aukcji. Podkreślamy, że kwestia incydentalnej utraty mocy czynnej oraz zamierzonych zmian regulacyjnych w tym zakresie była przedmiotem rozmów OSP i inwestorów <i>offshore</i> (działających przy wsparciu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej) oraz rozmów między Spółką a OSP, co znalazło także wyraz w prowadzonej korespondencji. OSP na żadnym etapie nie informował o zamiarze obniżenia maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE do 1000 MW, jedynie o zamiarze podwyższenia tego poziomu do 1240 MW, która to wartość jest skorelowana z mocą przyłączeniową określoną w warunkach przyłączenia dla pojedynczego bloku elektrowni jądrowej. Mając na uwadze obowiązujące przepisy Rozporządzenia, etap zaawansowania Projektu, zawartą umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej, uzyskane prawo do pokrycia ujemnego salda oraz zasady zaufania do państwa i ochrony uzasadnionych oczekiwań, Spółka wnosi o utrzymanie maksymalnego poziomu utraty generacji mocy czynnej na poziomie 1100 MW dla projektów, które przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji posiadały zawartą umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW. Takie rozwiązanie pozwoli zachować stabilność otoczenia regulacyjnego dla projektów znajdujących się na bardziej zaawansowanym etapie realizacji, przy jednoczesnym umożliwieniu stosowania nowych wymagań wobec projektów rozwijanych w przyszłości. Jednocześnie Spółka nie wnosi zastrzeżeń do określenia maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE na poziomie 1240 MW od dnia 1 stycznia 2034 r. mającego zastosowanie do wszystkich obiektów przyłączanych do		
--	---	--	--

	sieci zamkniętej, jako że zamierzenie wprowadzenia takiego ograniczenia było odpowiednio wcześniej komunikowane przez OSP wytwórcom z morskich farm wiatrowych, w tym Spółce, zatem Spółka mogła to wziąć pod uwagę w swoich założeniach realizacyjnych Projektu. Spółka ocenia propozycję w tym zakresie pozytywnie – jako potencjalnie zwiększającą możliwości wytwórcze projektów morskich farm wiatrowych z tzw. II fazy rozwoju <i>offshore</i>, w tym Projektu. <u>Propozycje korekt punktu:</u> 2.7. Wymagania w odniesieniu do maksymalnego poziomu utraty generacji mocy czynnej z MWE 1. Znacząca utrata wartości generacji mocy czynnej z MWE wpływa krytycznie na stabilność warunków pracy KSE oraz determinuje wielkość, obliczanej w ramach planowania koordynacyjnego, rezerwy mocy OSP. 2. Wielkość maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE nie może przekroczyć największej mocy przyłączeniowej określonej dla niepodzielnego, synchronicznego MWE, w warunkach przyłączenia do sieci zamkniętej. 3. Zasada określona w pkt 2.7. 2 nie dotyczy MWE posiadających przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17 zawarte umowy o przyłączenie do sieci z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW. 4. Wielkości maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE i daty ich obowiązywania zostały określone w Tabeli 2.7. 4. Tabela 2.7. 4.		
--	---	--	--

		Wielkości maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE <table><tr><th>Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]</th><th>Data obowiązywania</th></tr><tr><td>1000</td><td>od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17</td></tr><tr><td>1100 – dla MWE posiadających przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 zawarte umowy o przyłączenie do sieci z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW</td><td>od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17</td></tr><tr><td>1240</td><td>od dnia 1 stycznia 2034 r.</td></tr></table>	Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]	Data obowiązywania	1000	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17	1100 – dla MWE posiadających przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 zawarte umowy o przyłączenie do sieci z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17	1240	od dnia 1 stycznia 2034 r.		
Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]	Data obowiązywania											
1000	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17											
1100 – dla MWE posiadających przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 zawarte umowy o przyłączenie do sieci z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17											
1240	od dnia 1 stycznia 2034 r.											
K2	2.7. (w formularzu uwag Lewiatan - uwaga wprowadzona w IRiESP – Wprowadzenie)	Proponowana zmiana IRiESP ma istotny ograniczający wpływ na projekty morskich farm wiatrowych o mocy przyłączeniowej przekraczającej wartości określone w projekcie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026, w szczególności na takie, które uzyskały już warunki przyłączenia oraz mają zawartą umowę o przyłączenie do sieci z mocą przyłączeniową przewyższającą wartości, w tym takie, które wygrały aukcję dla morskich farm wiatrowych przeprowadzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 17 grudnia 2025 r. Zwracamy uwagę, że zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 25	Lewiatan PSEW	Uwaga została uwzględniona ze zmianą redakcji Patrz odpowiedź na uwagę nr K1.								

	maja 2022 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu (Dz. U. poz. 1257, dalej jako „Rozporządzenie”) maksymalna utrata mocy z morskiej farmy wiatrowej przez zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy – w następstwie nieplanowanego lub planowanego wyłączenia pojedynczego urządzenia tego zespołu urządzeń – nie może przekraczać mniejszej z dwóch następujących wartości: 1) 2/3 mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej – dla układów z więcej niż jednym połączeniem między morską farmą wiatrową a punktem przyłączenia; 2) incydentalnej utraty generacji mocy czynnej (1100 MW). Powyższe oznacza, że ustawodawca dopuścił możliwość realizacji morskiej farmy wiatrowej, której zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest zaprojektowany i zbudowany w taki sposób, że jego maksymalna utrata generacji mocy nie może przekroczyć 1100 MW – w przypadku układów z jednym połączeniem między morską farmą wiatrową a punktem przyłączenia. W ocenie skutków regulacji Rozporządzenia wskazano, że: <i>przedmiotowe działanie ma na celu zapewnienie Operatorowi Systemu Przesyłowego możliwości zarządzania infrastrukturą zlokalizowaną na morzu, co ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia bezpieczeństwa państwa</i>. W momencie przyjmowania Rozporządzenia wiadomym było, że są rozwijane projekty morskich farm wiatrowych oraz jakie są parametry takich projektów, w szczególności jaka jest moc zainstalowana elektryczna oraz moc przyłączeniowa, a także na jakim etapie są te projekty – operator systemu przesyłowego („OSP”) posiadał wiedzę w tym zakresie.		
--	---	--	--

	Jednocześnie w toku konsultacji projektu Rozporządzenia nie zgłoszono uwag dotyczących przyjęcia poziomu incydentalnej utraty generacji mocy czynnej wynoszącego 1100 MW. Od tego czasu do chwili obecnej nie zmieniła się także wielkość (w tym moc przyłączeniowa i moc zainstalowana elektryczna) największego niepodzielnego, synchronicznego obiektu przyłączonego do sieci zamkniętej, którym jest blok nr 11 Elektrowni Kozienice o mocy zainstalowanej elektrycznej 1112 MW. W konsekwencji nie nastąpiła istotna zmiana parametrów systemowych uzasadniająca obniżenie dopuszczalnej utraty generacji mocy czynnej z poziomu 1100 MW do 1000 MW. W naszej ocenie określenie maksymalnej utraty generacji mocy czynnej na poziomie 1100 MW nie powinno negatywnie wpływać na stabilność warunków pracy KSE ani bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego. W szczególności poziom ten pozostaje zbliżony do mocy największego niepodzielnego, synchronicznego obiektu funkcjonującego obecnie w KSE. Niezależnie od powyższego zwracamy uwagę, że projekty morskich farm wiatrowych były rozwijane w uzasadnionym zaufaniu do obowiązującego otoczenia prawno-regulacyjnego, które dopuszczało incydentalną utratę generacji mocy czynnej na poziomie 1100 MW. Projekt, który otrzymał warunki przyłączenia dla systemu HVDC połączonego z modułem parku energii z podłączeniem prądu stałego do sieci przesyłowej, zakładał, że zastosowanie znajdzie przytoczony wyżej § 24 ust 1 pkt 2 Rozporządzenia określający ten poziom. Faktyczna zmiana tego parametru na obecnym etapie rozwoju projektów o 100 MW prowadzi do istotnej ingerencji w przyjęte założenia techniczne i ekonomiczne, w szczególności brane pod uwagę przy składaniu oferty aukcyjnej i ustaleniu zaoferowanej ceny aukcyjnej. Proponowane zwiększenie wymagań technicznych		
--	--	--	--

	następuje bowiem już po rozstrzygnięciu aukcji i po ustaleniu parametrów ekonomicznych projektu. Mając na uwadze obowiązujące przepisy Rozporządzenia, etap zaawansowania niektórych projektów morskich farm wiatrowych, w szczególności zawarte umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej, uzyskane prawo do pokrycia ujemnego salda oraz zasady zaufania do państwa i ochrony uzasadnionych oczekiwań, wnosimy o utrzymanie maksymalnego poziomu utraty generacji mocy czynnej na poziomie 1100 MW dla projektów, które przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji posiadały zawartą umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW. Takie rozwiązanie pozwoli zachować stabilność otoczenia regulacyjnego dla projektów znajdujących się na bardziej zaawansowanym etapie realizacji, przy jednoczesnym umożliwieniu stosowania nowych wymagań wobec projektów rozwijanych w przyszłości. Jednocześnie nie wnosimy zastrzeżeń do określenia maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE na poziomie 1240 MW od dnia 1 stycznia 2034 r. mającego zastosowanie do wszystkich obiektów przyłączanych do sieci zamkniętej, jako że zamierzenie wprowadzenia takiego ograniczenia było odpowiednio wcześniej komunikowane przez OSP wytwórcom z morskich farm wiatrowych, zatem inwestorzy mogli to wziąć pod uwagę w swoich założeniach realizacyjnych. Oceniamy propozycję w tym zakresie pozytywnie – jako potencjalnie zwiększającą możliwości wytwórcze projektów morskich farm wiatrowych z tzw. II fazy rozwoju <i>offshore</i>. <u>Propozycje korekt punktu:</u> 2.7. Wymagania w odniesieniu do maksymalnego poziomu utraty generacji mocy czynnej z MWE		
--	---	--	--

		1. Znacząca utrata wartości generacji mocy czynnej z MWE wpływa krytycznie na stabilność warunków pracy KSE oraz determinuje wielkość, obliczanej w ramach planowania koordynacyjnego, rezerwy mocy OSP. 2. Wielkość maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE nie może przekroczyć największej mocy przyłączeniowej określonej dla niepodzielnego, synchronicznego MWE, w warunkach przyłączenia do sieci zamkniętej. 3. Zasada określona w pkt 2.7. 2 nie dotyczy MWE posiadających przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17 zawarte umowy o przyłączenie do sieci z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW. 4. Wielkości maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE i daty ich obowiązywania zostały określone w Tabeli 2.7. 4. Tabela 2.7. 4. Wielkości maksymalnej utraty generacji mocy czynnej z MWE		
--	--	---	--	--

		<table><tr><th>Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]</th><th>Data obowiązywania</th></tr><tr><td>1000</td><td>od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17</td></tr><tr><td>1100 – dla MWE posiadających przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 zawarte umowy o przyłączenie do sieci z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW</td><td>od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17</td></tr><tr><td>1240</td><td>od dnia 1 stycznia 2034 r.</td></tr></table>	Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]	Data obowiązywania	1000	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17	1100 – dla MWE posiadających przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 zawarte umowy o przyłączenie do sieci z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17	1240	od dnia 1 stycznia 2034 r.		
Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]	Data obowiązywania											
1000	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17											
1100 – dla MWE posiadających przed dniem wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 zawarte umowy o przyłączenie do sieci z mocą przyłączeniową wyższą niż 1000 MW	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17											
1240	od dnia 1 stycznia 2034 r.											
K3	2.7. 2.	Projektowany punkt posługuje się pojęciem „niepodzielnego synchronicznego MWE”, które nie zostało jednoznacznie zdefiniowane ani wyjaśnione w treści Karty aktualizacji. Brak definicji tego pojęcia utrudnia ocenę zakresu stosowania projektowanego wymagania, w szczególności w odniesieniu do modułów wytwarzania energii wykorzystujących technologie inne niż klasyczne jednostki synchroniczne, w tym instalacji OZE oraz instalacji przyłączanych poprzez układy energoelektroniczne. W konsekwencji nie jest jasne, czy projektowane ograniczenie maksymalnej utraty generacji mocy czynnej ma odnosić się do pojedynczego modułu wytwarzania energii, zespołu urządzeń w ramach jednej instalacji, punktu przyłączenia, czy też innej technicznie	Lewiatan PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Pojęcie „niepodzielnego synchronicznego MWE” użyte zostało we wskazanym punkcie zgodnie z art. 9aa ust. 1 ustawy Prawo energetyczne. W Karcie aktualizacji nr 4 nie wprowadza się zatem nowego pojęcia, lecz posługuje się terminem przyjętym w przepisie prawa powszechnie obowiązującego. Definicja synchronicznego MWE wynika z art. 2 pkt 9 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG). Zgodnie z tą definicją synchroniczny MWE oznacza niepodzielny zestaw instalacji wytwarzający energię elektryczną w sposób synchroniczny.								

		wyodrębnionej części instalacji. Może to prowadzić do rozbieżności interpretacyjnych na etapie uzgadniania wymagań technicznych, oceny zgodności oraz planowania pracy jednostek. Wnosimy o doprecyzowanie znaczenia pojęcia „niepodzielny synchroniczny MWE” oraz jednoznaczne wskazanie, do jakich technologii i konfiguracji technicznych pojęcie to ma zastosowanie. W szczególności zasadne jest wyjaśnienie, czy i w jakim zakresie pojęcie to obejmuje MWE przyłączane za pośrednictwem energoelektroniki, w tym instalacje wiatrowe, fotowoltaiczne oraz magazyny energii.		Jednostki lub zestawy jednostek wytwarzających energię elektryczną, przyłączone do sieci w sposób niesynchroniczny lub poprzez układy energoelektroniki są w NC RfG kwalifikowane jako moduły parku energii, stanowiące kategorię odrębną od synchronicznych MWE. W konsekwencji przedmiotowe postanowienie Karty aktualizacji nr 4, w zakresie, w jakim odwołuje się do niepodzielnego synchronicznego MWE, nie obejmuje modułów parku energii, w szczególności instalacji fotowoltaicznych oraz instalacji wiatrowych przyłączonych do sieci w sposób niesynchroniczny lub poprzez układy energoelektroniki. Wobec jednoznacznego oparcia przedmiotowego postanowienia na terminologii ustawowej oraz definicji wynikającej z NC RfG nie zachodzi potrzeba doprecyzowania znaczenia pojęcia „niepodzielny synchroniczny MWE” ani zmiany postanowień Karty aktualizacji nr 4.
K4	3.3.3.1. 2.	Poniższy zapis nie precyzuje adresatów, zawartości i terminu przekazania dokumentu. <i>OSP udostępniania użytkownikom systemu TCM - wykaz SGU w zakresie zgodnym z decyzją Prezesa URE, dotyczącą tego dokumentu.</i> Proponujemy zapis: <i>OSP udostępnia TCM - wykaz SGU niezwłocznie, nie później niż 14 dni kalendarzowych od dnia wydania decyzji przez Prezesa URE w zakresie tego dokumentu, do:</i> <i>1. SGU,</i> <i>2. właściwego OSDp, na terenie działania którego znajduje się SGU.</i>	PTPiREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> Przyjęcie zapisu zaproponowanego w uwadze nie jest możliwe ze względu na konieczność zapewnienia ochrony informacji dotyczących podmiotów ujętych w TCM - wykaz SGU. Informacje zawarte w nieopublikowanej części tego dokumentu mogą zostać udostępnione danemu podmiotowi wyłącznie w zakresie, w jakim go dotyczą. Zasady ochrony informacji zawartych w TCM - wykaz SGU określa decyzja Prezesa URE zatwierdzająca ten dokument. Uwzględniając jednak zastrzeżenia zgłoszone w uwadze, dokonano korekty pkt 3.3.3.1. 2. W pkt 3.3.3.1. pkt 2. otrzymuje brzmienie: <i>2. OSP udostępnia użytkownikowi systemu wskazanemu w nieopublikowanej części TCM - wykaz SGU tę część tego wykazu, która dotyczy tego użytkownika systemu, niezwłocznie po wydaniu decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub zmieniającej TCM - wykaz SGU.</i>

				Analogiczną zmianę wprowadza się w postanowieniach dotyczących MEE, w pkt 3.4.2.1.1. pkt 2. otrzymuje brzmienie: 2. <i>OSP udostępnia użytkownikowi systemu wskazanemu w nieopublikowanej części TCM - wykaz SGU tę część tego wykazu, która dotyczy tego użytkownikowi systemu, niezwłocznie po wydaniu decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub zmieniającej TCM - wykaz SGU.</i>
K5	3.3.3.2. 1 i 2. (w formularzu uwag ogólnie wskazany pkt 3.3.3.2.)	Konieczne doprecyzowanie zgodnie z uwagą ogólną nr.2. (wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O4) Proponujemy poniższy zapis: <i>Pkt 1. i 2. otrzymują brzmienie:</i> 1. <i>MWE, o których mowa w pkt 3.3.3.1. 1.:</i> (1) <i>MWE typu C przyłączone bezpośrednio do szyn SN stacji WN/SN oraz MWE typu D opisane w NC RfG, które są zasilane gazem, pracujące w cyklu prostym, oraz elektrownie zasilane energią wody, muszą posiadać zdolność do rozruchu autonomicznego;</i> (2) <i>MWE typu C przyłączone bezpośrednio do szyn SN stacji WN/SN oraz MWE typu D niewskazane w pkt. 3.3.3.2. (1), powinny posiadać zdolność do rozruchu autonomicznego, jeżeli taki obowiązek zostanie nałożony przez OSP zgodnie z art. 15 ust. 5 lit. a NC RfG.</i> 2. <i>Podstawowe wymagania dla MWE w zakresie rozruchu autonomicznego określono:</i> (1) <i>w przypadku MWE świadczących usługi na podstawie umów zawartych z OSP - w art. 15 ust. 5 lit. a NC RfG oraz TCM - warunki dla dostawcy usług w zakresie odbudowy;</i> (2) <i>w przypadku pozostałych MWE - w art. 15 ust. 5 lit. a NC RfG.</i>	PTPiREE PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Zapis zaproponowany w uwadze jest niezgodny z pkt 5.2. ppkt 2 załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego. Prowadziłby on do nieuzasadnionego zawężenia wymagań dotyczących zdolności do rozruchu autonomicznego wyłącznie do MWE typu C przyłączonych bezpośrednio do szyn SN stacji WN/SN, podczas gdy powołany przepis odnosi te wymagania do MWE typu C bez takiego ograniczenia. Ponadto sformułowanie „MWE typu D opisane w NC RfG” jest niejednoznaczne. Zakres podmiotowy wymagań dotyczących zdolności do udziału w planie obrony systemu i planie odbudowy wynika z NC ER oraz pkt 5.2. ppkt 2 załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego. Podmioty objęte tymi wymaganiami wskazuje TCM – wykaz SGU, do którego kryteriów odwołują się postanowienia pkt 3.3.3.2. 1. i 2. IRiESP. IRiESP nie może zawężać zakresu wymagań wynikających z rozporządzenia systemowego. Nie zachodzi również potrzeba doprecyzowania postanowień IRiESP w sposób zaproponowany w uwadze.

K6	3.3.3.3. 6. (1) (b) <i>(w formularzu uwag ogólnie wskazany pkt 3.3.3.3.)</i>	Zapis „(b) manualnie na polecenie właściwego operatora systemu (kryteria automatycznej aktywacji określa OSP);” zapis jest sprzeczny w swojej treści. Brak określenia: • kogo dotyczy automatyczna aktywacja, • zasad oraz • wskazania dokumentu, gdzie są lub będą określone przez OSP „kryteria automatycznej aktywacji” dla trybu „manualnego. Należy określić zakres podmiotowy, przedmiotowy i ilościowy.	PTPiREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Fragment tekstu w nawiasie dotyczy lit. (a) i tam zostaje przeniesiony, co stanowi przywrócenie zasady zgodnej z obecnie obowiązującą IRIESP. W związku z powyższym w pkt 3.3.3.3. 6. (1) otrzymuje brzmienie: (1) <i>aktywacji trybu pracy wyspowej:</i> (a) <i>automatycznie w funkcji odchyłki częstotliwości ze zwłoką czasową (kryteria automatycznej aktywacji określa OSP),</i> (b) <i>manualnie na polecenie właściwego operatora systemu;</i> Analogiczną zmianę wprowadza się w postanowieniach dotyczących MEE, w pkt 3.4.2.1.4. 2. otrzymuje brzmienie: 2. <i>Aktywacja trybu pracy wyspowej powinna następować:</i> (1) <i>automatycznie w funkcji odchyłki częstotliwości ze zwłoką czasową (kryteria automatycznej aktywacji określa OSP);</i> (2) <i>manualnie na polecenie właściwego operatora systemu.</i> <u>Wyjaśnienie:</u> Kryteria automatycznej aktywacji trybu pracy wyspowej ustalone są indywidualnie pomiędzy OSP i właścicielem MWE/MEE, a obowiązek ten wskazany jest w określanych przez OSP warunkach przyłączenia do sieci.
K7	3.3.3.3. 3. (2) <i>(w formularzu uwag PSME)</i>	Projektowany punkt posługuje się nieprecyzyjnym pojęciem „zapewnienia stabilnej pracy przy skokowych zmianach obciążenia”, bez określenia parametrów	Lewiatan PSEW PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Ten punkt nie jest przedmiotem zmian określonych w Karcie aktualizacji nr 4, jednakże OSP wyjaśnia, iż parametry oraz

	wskazany jako pkt 3.3. 3 (3) (3) (2))	technicznych, kryteriów oceny ani warunków testowania tej zdolności. Nie jest jasne, jakie wartości skokowej zmiany obciążenia, czasy odpowiedzi, dopuszczalne odchylenia częstotliwości lub napięcia oraz warunki pracy wyspowej miałyby być przyjmowane dla potrzeb oceny spełnienia tego wymagania. Brak doprecyzowania tego wymogu może prowadzić do rozbieżnych interpretacji po stronie użytkowników systemu, producentów urządzeń oraz operatora, a także utrudniać ocenę technicznej wykonalności wymagania już na etapie projektowania instalacji. W szczególności w odniesieniu do MWE opartych o źródła odnawialne oraz układy energoelektroniczne, spełnienie tak ogólnie sformułowanego wymagania może zależeć od dodatkowych funkcjonalności technicznych, nastaw układów sterowania oraz konfiguracji całego układu wyspowego. Wnosimy o doprecyzowanie, co należy rozumieć przez „stabilną pracę przy skokowych zmianach obciążenia”, w szczególności poprzez wskazanie mierzalnych parametrów technicznych, zakresu dopuszczalnych zmian obciążenia, kryteriów jakościowych oraz procedury weryfikacji spełnienia tego wymagania.		kryteria, o których mowa w uwadze są wskazane w pkt 3.3.3.3. 1. IRiESP. Zauważyć należy, że podnoszony zapis stabilnej pracy przy skokowych zmianach obciążenia ma charakter funkcjonalny i określa oczekiwany efekt działania, natomiast szczegółowe parametry techniczne, konfiguracja pracy układu wyspowego oraz sposób weryfikacji tej zdolności zależą od cech konkretnego MWE, struktury sieci, źródeł wytwórczych, odbiorów oraz warunków pracy wyspowej.
K8	3.4.1.2. 2. (pkt 3.5.2. 2. obowiązującej IRiESP) (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 1. (2))	W punkcie 2 proponujemy zmianę sformułowania „średnia szybkość zmiany mocy czynnej MEE powinna być ustalona na poziomie 100% maksymalnej mocy MEE na minutę”. Jest to standard rynkowy obowiązujący na innych rynkach w UE, który pozwala operatorowi magazynu energii dostosować swój bilans do wymagań rynku i reagować na sygnały cenowe rynku. Współczynnik „10% maksymalnej mocy MEE na minutę” zasadniczo podważa ideę elastyczności magazynowania energii i jego szybkiej reakcji na zmiany obciążenia w sieci. Przy tak powolnych	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Ten punkt nie jest przedmiotem zmian określonych w Karcie aktualizacji nr 4; zmianie ulega jedynie jego numeracja. OSP wyjaśnia, że ograniczenie szybkości zmian mocy MEE dotyczy jego pracy swobodnej. W przypadku pracy MEE związanej ze świadczeniem usług systemowych gradient 10% Pmax/min nie ma bezpośredniego zastosowania. W tym przypadku gradient zmian mocy czynnej wynika z wymaganych czasów aktywacji poszczególnych rezerw mocy bilansujących, określonych w Załączniku 2 do TCM - warunki dotyczące bilansowania.

		czasach reakcji nie jest również możliwe zapewnienie FCR i aFRR.		Ograniczenie średniego gradientu zmian mocy czynnej służy zapewnieniu bezpiecznej pracy KSE. Brak tego ograniczenia mógłby prowadzić do występowania w KSE gwałtownych zmian mocy, zachodzących w ciągu kilku sekund, które skutkowałyby brakiem możliwości zbilansowania w okresie sekundowym. Takie zjawisko byłoby trudne do opanowania przez OSP i mogłoby skutkować pogorszeniem jakości bilansowania KSE, zwiększeniem wartości uchybu regulacyjnego obszaru (ACE) oraz pogorszeniem jakości częstotliwości w KSE, a w skrajnych przypadkach zwiększać ryzyko wystąpienia awarii systemowej.
K9	3.4.1.2. 2. <i>(pkt 3.5.2. 2. obowiązującej IRiESP)</i> (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 1. (2) (2))	Należy dookreślić pojęcie „pracy swobodnej”. Kryterium jest niezgodne z propozycją zawartą w projekcie Rozporządzenia systemowego. Dla MWE w WOS 1.0 oraz WOS 2.0 dopuszcza się inne, dużo większe prędkości zmian mocy czynnej. Uwaga w tym zakresie została zgłoszona również do projektu Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.- Załącznik 1, Część III, pkt. 8.1.	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Ten punkt nie jest przedmiotem zmian określonych w Karcie aktualizacji nr 4; zmianie ulega jedynie jego numeracja. Niemniej OSP wyjaśnia, iż zgodnie z postanowieniami tego punktu IRiESP, „praca swobodna” oznacza pracę bez wprowadzonych ograniczeń we wprowadzaniu lub poborze energii elektrycznej przez właściwego operatora systemu nakładanych przez właściwego operatora systemu. Warunki ogólnego stosowania (WOS) definiują wymagania dotyczące zdolności technicznych, natomiast wskazany punkt IRiESP określa zasady regulacji mocy czynnej w trybie pracy swobodnej. OSP nie dopuszcza szybkich zmian mocy czynnej w trybie pracy swobodnej ze względu na bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. <u>Patrz także odpowiedź na uwagę nr K8</u> w zakresie gradientu zmian mocy czynnej. W odniesieniu do argumentu dotyczącego uwagi zgłaszanej w toku konsultacji projektu rozporządzenia systemowego należy wskazać, że uwagi zgłaszane na etapie konsultacji publicznych nie stanowią obowiązujących wymagań technicznych ani prawnych. Ponieważ przywołany projekt aktu prawnego nie został dotychczas przyjęty i nie wszedł w życie, nie może on stanowić

				podstawy do modyfikacji wymagań określonych w projekcie zmian IRiESP.
K10	3.4.1.2. 3. (pkt 3.5.2. 3. obowiązującej IRiESP) (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 1. (2) (3))	Z uwagi na ewentualną konieczność implementacji niniejszego wymagania w sterowniku PPC, należy szczegółowo określić czy każde przejście sterowania przez OSD/OSP musi być realizowane z gradientem 100%Pmax/min.?	PSME	<u>Wyjaśnienie:</u> Ten punkt nie jest przedmiotem zmian określonych w Karcie aktualizacji nr 4; zmianie ulega jedynie jego numeracja. Niemniej OSP wyjaśnia, że zgodnie z postawionym wymaganiem w przypadku każdego polecenia interwencyjnego wydanego przez służby dyspozytorskie właściwego operatora systemu zmiana mocy czynnej MEE powinna być realizowana z gradientem 100% mocy maksymalnej MEE na minutę, zarówno w trybie ładowania, jak i rozładowania. Zwracamy uwagę, że IRiESP określa zdolności regulacyjne, a właściwy operator systemu, zależnie od lokalnych uwarunkowań pracy sieci i charakteru działań interwencyjnych, może ograniczyć gradient zmian mocy czynnej w zakresie od 10% do 100% mocy maksymalnej MEE na minutę, zgodnie z pkt 3.5.2. 1.
K11	Rysunek 3.4.1.3. 2. (Rysunek 3.5.3. 2. obowiązującej IRiESP) (w formularzu uwag PSME wskazany jako rysunek 3.4.1.3. 2.)	1. Proponujemy się ujednolicić parametryzację Q(U) z parametryzacją Q(U) opisaną (wykorzystywaną) w kodeksie sieci NC RfG - tam posługujemy się pojęciami "strefa nieczułości" oraz "statyzm", zamiast punktami charakterystycznymi charakterystyki Q(U). 2. Co to jest Qmax - czy jest on równy 0,4Pmax, 0,35Pmax, czy może 0,33 Pmax? 3. Co to jest Uz i jaką wartość należy ustawić? Czy Uz ma być równe napięciu znamionowemu sieci, czy ma być wartością napięcia utrzymywaną w PCC? Operatorzy sieciowi stosują różne podejścia. 4. Prosimy o jasne określenie wszystkich wartości na rysunku 3.4.1.3. 2. Nie jest jasne, jakie są wszystkie wartości i jakie są wartości odniesienia w tym punkcie.	PSME	<u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> Rysunek 3.5.3. 2. - Charakterystyka statyczna regulacji napięcia MEE przyłączonego do sieci WN lub NN, nie jest przedmiotem zmian określonych w Karcie aktualizacji nr 4; zmianie ulega jedynie jego numeracja. OSP wyjaśnia jednak, co następuje: Ad 1. OSP nie dokonuje zmiany sposobu parametryzacji charakterystyki Q(U). Określenie charakterystyki za pomocą jej punktów charakterystycznych pozwala na jednoznaczne wyznaczenie wymaganej zależności mocy biernej od napięcia i nie wymaga zastosowania parametrów w postaci statyzmu oraz strefy nieczułości. W obecnym stanie prawnym MEE nie podlegają wymaganiom NC RfG, dlatego nie ma uzasadnienia dla zastosowania w odniesieniu do MEE nomenklatury pojęciowej przyjętej w NC RfG.

				Ad 2. Oznaczenie $Q_{\max \text{ pob}}$ określa maksymalną wartość mocy biernej pobieranej przez MEE, natomiast oznaczenie $Q_{\max \text{ gen}}$ określa maksymalną wartość mocy biernej generowanej przez MEE. Ad 3. Parametr U_z nie determinuje kształtu charakterystyki statycznej. Jest to wielkość referencyjna, która może odnosić się zarówno do napięcia znamionowego, jak i do napięcia wynikającego z utrzymywanego profilu napięciowego. Kształt charakterystyki determinują ustalone przez operatora systemu wartości U_{prog1} i U_{prog2}, które wynikają z warunków pracy sieci. Ad 4. W związku ze zgłoszoną uwagą opis oznaczenia U_{prog2} zostaje doprecyzowany. W konsekwencji użyte w opisie Rysunku 3.4.1.3. 2 (według nowej numeracji; dotychczasowy Rysunek 3.5.3. 2.) oznaczenie U_{prog2} [kV] otrzymuje brzmienie: <i>„wartość napięcia w miejscu przyłączenia MEE, powyżej którego pobierana jest moc bierna”</i> Analogiczną zmianę wprowadza się w postanowieniach dotyczących PPM, na Rysunku 3.3.4.2. 1. oznaczenie U_{prog2} [kV] otrzymuje brzmienie: <i>„wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, powyżej którego pobierana jest moc bierna”</i>
K12	3.4.1.4. <i>(pkt 3.5.4. obowiązującej IRIESP)</i> (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 1. (4))	Proszę potwierdzić, czy komunikacja głosowa może odbywać się w języku angielskim.	PSME	<u>Wyjaśnienie:</u> Ten punkt nie jest przedmiotem zmian określonych w Karcie aktualizacji nr 4 (zmianie ulega jedynie jego numeracja), jednakże OSP wyjaśnia, iż komunikacja głosowa w ramach łączności dyspozytorskiej z operatorem MEE przyłączonego do sieci przesyłowej odbywa się w języku polskim.

				Wymóg ten wynika przede wszystkim z konieczności zapewnienia jednoznacznej i skutecznej komunikacji operacyjnej, mającej bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo prowadzenia ruchu i funkcjonowanie KSE. Ponadto, zgodnie z art. 27 Konstytucji RP, językiem urzędowym w Polsce jest język polski, a proponowana zmiana nie odnosi się do mniejszości narodowych, o których mowa w przedmiotowym artykule Konstytucji RP, w związku z czym nie może mieć zastosowania.
K13	3.4.2.	„Wymagania dla MEE spełniających kryteria określone w TCM - wykaz SGU” W zakresie definicji pracy wyspowej rozumianej i opisanej jako: <i>„Praca wyspowa w rozumieniu art. 2 pkt 43 NC RfG, tj. niezależna praca całej sieci lub części sieci, która jest oddzielona po odłączeniu od systemu wzajemnie połączonych, mająca co najmniej jeden moduł wytwarzania energii lub system HVDC zasilający taką sieć i regulujące częstotliwość i napięcie”</i> zapisy w proponowanej treści proponowane nie spełniają spełnia zasad przytoczonej definicji z obowiązujących już dokumentów. W tym dokumencie nie przedstawiono inne definicji co powoduje, że nie można uznać MEE jako samodzielnej jednostki pracującej wyspowo.	PTPiREE PGE* *z dokładnością do wskazanych różnic	<u>Uwaga została uwzględniona</u> W pkt 2.4. IRiESP - Wprowadzenie w pkt 1. definicja „pracy wyspowej” otrzymuje brzmienie: <i>praca wyspowa - Niezależna praca całej sieci lub części sieci, która jest oddzielona po odłączeniu od systemu wzajemnie połączonych, mająca co najmniej jeden moduł wytwarzania energii, magazyn energii elektrycznej lub system HVDC zasilający taką sieć i regulujące częstotliwość i napięcie.</i>
K14	3.4.2.	Należy wskazać jakich MEE dotyczy wymóg spełnienia przez nie wymogów SGU. Kryteria klasyfikacji MEE do SGU pojawiły się w lipcu 2025 roku. Zatem, czy Warunki Przyłączenia wydane przed lipcem 2025 powodują, że MEE jest SGU? Czy MEE będący w trakcie realizacji (budowy) w roku 2025 jest objęty SGU? Czy MEE będący w 2025 roku na etapie „EON”, „ION” lub „FON” jest SGU?	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Kryteria klasyfikacji MEE jako SGU pojawiły się we wrześniu 2025 r. wraz z wydaniem przez Prezesa URE decyzji zatwierdzającej TCM - wykaz SGU. Jednak już wcześniej, na podstawie art. 2 ust. 5 NC ER, OSP wskazywał w warunkach przyłączenia, że dany MEE został zaklasyfikowany jako SGU. Należy zatem przyjąć, że MEE, dla których warunki przyłączenia wydano przed wrześniem

		Zgodnie z dokumentem „Załącznikiem 1. Kryteria i wymagania techniczne dla obiektów wchodzących w skład SGU.....”, OSP powiadamia MEE o zakwalifikowaniu do SGU i od tej chwili MEE ma 12 mc na wdrożenie wymagań dla SGU. Warto rozważyć dodanie zapisu analogicznego do zapisów z NC RfG, tj. rozróżnić MEE na istniejąc, nowe oraz podlegająca istotnej modernizacji. Kryteria klasyfikacji MEE do SGU muszą być jasne dla Inwestorów i pozostałych uczestników rynku.		2025 r., w tym MEE będące w trakcie realizacji oraz MEE, dla których wydano lub są wydawane pozwolenia EON, ION lub FON, są traktowane jako SGU wyłącznie w przypadku, gdy zostały wskazane jako SGU w warunkach przyłączenia lub odrębnie zaklasyfikowane jako SGU przez OSP. Dodatkowo OSP wyjaśnia, że wymagania dla SGU dotyczą MEE spełniających kryteria klasyfikacji jako SGU, określone w TCM -- wykaz SGU. Tym samym na każdym etapie realizacji inwestycji właściciel MEE dysponuje informacją, czy parametry techniczne posiadanego lub projektowanego MEE klasyfikują je jako SGU, zgodnie z TCM - wykaz SGU.
K15	3.4.2.1. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2. (1).)	Proponujemy się wydzielić testy wynikające z kodeksu sieci NC ER od testów wynikających z kodeksu sieci NC RfG, na etapie opracowywania szczegółowego programu testów. Uwzględnienie wymagań wynikających z planu odbudowy systemu w „testach NC RfG” (taka jest obecna praktyka) będzie powodował brak uzyskania pozwolenia FON (ze względu na brak zdolności MEE do spełnienia wymogów wynikających z planu odbudowy systemu). Z kolei, brak pozwolenia FON będzie skutkował brakiem możliwości świadczenia usług na Rynku Bilansującym.	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Pozwolenie FON jest wydawane w ramach procedury pozwolenia na użytkowanie określonej w NC RfG i potwierdza spełnienie wymagań mających zastosowanie do danego MWE na podstawie tego rozporządzenia. NC RfG nie określa wymagań dotyczących magazynów energii elektrycznej. W konsekwencji spełnienie przez MEE wymagań wynikających z planu obrony systemu lub planu odbudowy systemu nie stanowi przesłanki wydania pozwolenia FON na podstawie NC RfG. Wymagania dotyczące zdolności MEE do udziału w planie obrony systemu i planie odbudowy systemu mają odrębną podstawę prawną, wynikającą z NC ER, rozporządzenia systemowego oraz IRiESP. Ocena spełnienia wymagań na potrzeby wydania pozwolenia FON obejmuje wyłącznie wymagania właściwe dla procedury wydawania tego pozwolenia. Wyniki testów zdolności wymaganych na potrzeby planu obrony systemu lub planu odbudowy systemu podlegają natomiast ocenie na podstawie regulacji właściwych dla udziału MEE w tych planach. Nie ma zatem podstaw do przyjęcia, że samo łączne ujęcie testów w szczegółowym programie prowadzi do odmowy wydania FON.

K16	3.4.2.1.1. 2.	Poniższy zapis nie precyzuje adresatów, zawartości i terminu przekazania dokumentu. <i>OSP udostępniania użytkownikom systemu TCM - wykaz SGU w zakresie zgodnym z decyzją Prezesa URE, dotyczącą tego dokumentu.</i> Proponujemy zapis: <i>OSP udostępnia TCM - wykaz SGU niezwłocznie, nie później niż 14 dni kalendarzowych od dnia wydania decyzji przez Prezesa URE w zakresie tego dokumentu, do:</i> <i>1. SGU,</i> <i>2. właściwego OSDp, na terenie działania którego znajduje się SGU.</i>	PTPiREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K4.</u>
K17	3.4.2.1.1. do 3.4.2.1.4.	Ze względu na możliwość różnej interpretacji i niedookreśloną funkcję celu konieczne jest doprecyzowanie poprzez odpowiedzi na poniższe pytania: 1. Czy MEE podaje napięcie na szyny w rozdzielni do której przyłączeni są odbiorcy? 2. Czy MEE powinien w każdym przypadku posiadać układy synchronizacji zabezpieczeń MEE powinny blokować możliwość podania napięcia lub automatycznie przełączać w tryb synchronizacji w przypadku pojawienia się napięcia na rozdzielni sieciowej, do której przyłączony jest MEE ? 3. W jaki sposób OSP zamierza zmierza wykorzystać MEE przyłączone do sieci SN w odbudowie systemu KSE? 4. W jaki sposób OSP zamierza zmierza zsynchronizować pracę na wyspę MEE z systemem KSE lub inną wyspą posiadającą MEE?	PTPiREE PGE* *z dokładnością do wskazanych różnic	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie:</u> Ad 1. Podawanie napięcia powinno się odbywać na uwolniony system szyn pozostający w stanie bez napięcia. Ad 2. W przypadku rozruchu autonomicznego wymagane jest podanie napięcia na pozostające w stanie beznapięciowym szyny rozdzielni sieciowej - tryb dead bus energizing. Jeżeli podczas pracy MEE w trybie dead bus energizing właściwy operator systemu poda napięcie na szyny rozdzielni sieciowej, do której przyłączony jest MEE, układy synchronizacji i blokad MEE powinny zapewnić aby proces zasilania tych szyn przez MEE został niezwłocznie zatrzymany. Po przerwaniu pracy w trybie dead bus energizing MEE powinien dokonać synchronizacji swoich urządzeń z siecią, w związku z czym powinien posiadać zdolność do regulacji

		5. Jaki poziom naładowania MEE musi być zapewniony, aby MEE mógł mogło uczestniczyć w odbudowie systemu KSE?		napięcia i częstotliwości. Decyzja, czy proces zasilania szyn rozdzielni z MEE będzie kontynuowany poprzez automatyczne przełączanie synchronizatora w tryb synchronizacji, czy nastąpi manualne przełączanie operatora MEE w tryb zwykłej synchronizacji, powinna zostać ujęta w instrukcji współdziałania służb dyspozytorskich i ruchowych. Za synchronizację MEE z siecią odpowiada operator MEE, natomiast za koordynację procesu synchronizacji odpowiada właściwy operator systemu. Ad 3. W sposób analogiczny, jak MWE przyłączone do sieci SN będące SGU. Ad 4. W sposób analogiczny, jak jest to realizowane obecnie dla wysp zasilanych przez MWE (synchronizacja w trybie półautomatycznym) tj. łączenie wykonywane automatycznie przez synchronizator, po spełnieniu warunków synchronizacji, których uzyskanie następuje poprzez sterowanie parametrami napięcia i częstotliwości łączonych wysp, wykonywane przez liderów łączenia, na polecenie dyspozytora właściwego operatora systemu prowadzącego synchronizację. Ad 5. Zgodnie z dostępnym poziomem naładowania MEE. OSP obecnie nie wymaga blokowania pojemności MEE dla rozruchu autonomicznego. Taki obowiązek może zostać wprowadzony w przypadku zawarcia umowy o świadczenie usługi odbudowy.
K18	3.4.2.1.2. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2. (1) (2))	Jak mają się opisać tu wymagania do wymagań opisanych w dokumencie "Warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy". W przytoczonym dokumencie jest, np. mowa o zdolności do podania napięcia na szyny rozdzielni NN i/lub WN do których przyłączone są MWE przez okres nie krótszy niż	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Dokument „Warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy” dotyczy podmiotów świadczących usługi odbudowy na podstawie indywidualnych umów zawartych z OSP. Obecnie dokument ten nie określa odrębnych wymagań

		24h (Rozdział IV, pkt.7). Czy MEE również obowiązują 24h? Czy wymagania ze wskazanego dokumentu obowiązują 1:1 MEE? Proponujemy się opisać jakie zapisy z dokumentu "Warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy" obowiązują MEE lub należy zaktualizować ten dokument o wymagania dla MEE.		dotyczących świadczenia usług odbudowy z wykorzystaniem MEE. OSP dokona odpowiedniej aktualizacji dokumentu w przypadku pojawienia się MEE zdolnych do świadczenia tego rodzaju usług, w szczególności w związku ze złożeniem do OSP wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usługi odbudowy z wykorzystaniem MEE.
K19	3.4.2.1.2. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4.2. (1) (2))	Należy podać więcej szczegółów na temat blackstartu: - która część sieci powinna być zasilana przez system BESS? Muszą zostać podane ograniczenia w zasilaniu sieci OSD/OSP z magazynu energii - Jak długo system BESS powinien zasilać sieć? - Jakie będą kryteria pozytywnego wyniku testu blackstart? - Co się stanie, jeśli obciążenie niezbędne do zasilania części sieci będzie zbyt duże (zużycie mocy > moc systemu BESS)? - Jakie są docelowe wartości napięcia zasilania, tolerancji, stabilności V/f, asymetrii harmonicznych itp.? - Czy istnieje minimalny wymóg dotyczący poziomu naładowania (SOC) dla rozruchu z własnego źródła i pracy w trybie wyspowym? Czy ma to ustalić właściciel magazynu? - Czy w tym przypadku obowiązuje tempo narastania napięcia wynoszące 10%/min?	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Pkt 3.4.2.1.2. określa podstawowe wymagania w zakresie zdolności do rozruchu autonomicznego dla MEE spełniających kryteria określone w TCM - wykaz SGU, nie definiuje natomiast szczegółowych scenariuszy odbudowy. Szczegółowe rozwiązania w zakresie zagadnień objętych pytaniami określa umowa o świadczenie usług w zakresie odbudowy. <u>Wyjaśnienie:</u> Ad 1. W zakresie spełnienia zdolności do rozruchu autonomicznego MEE powinien mieć zdolność do podania napięcia na pozostające w stanie beznapięciowym szyny rozdzielni sieciowej. Zdolność do ponownego podania napięcia zależy od poziomu naładowania MEE. Minimalny poziom naładowania (SOC; ang. State of Charge) stanowi naturalne ograniczenie, poniżej którego nie jest wymagana praca MEE w trybie rozładowania. Ad 2. Zakłada się, że MEE będzie zasilał sieć do chwili osiągnięcia minimalnego poziomu naładowania. Ad 3. Pozytywny wynik testu blackstartu zostanie uzyskany po potwierdzeniu spełnienia wymagań szczegółowych określonych w pkt 3.4.2.1.2. i 3.4.2.1.3. Karty aktualizacji nr 4.

		8. Kto wydaje polecenia dotyczące rozruchu z własnego zasilania? 9. Jakie są przychody związane ze wspieraniem zadań obronnych i przywracania zasilania?		Ad 4. W przypadku zbyt dużego obciążenia, MEE wyłączy się zgodnie z jego możliwościami technicznymi. Ad 5. Parametry pracy MEE określone są w Załączniku nr 1 do rozporządzenia systemowego, IRIESP i SO GL. Ad 6. Obecnie OSP nie wprowadza obowiązku rezerwacji pojemności MEE do celów rozruchu autonomicznego. Taki obowiązek może zostać wprowadzony w przypadku zawarcia umowy o świadczenie usługi odbudowy. Ad 7. Regulacja napięcia prowadzona jest w sposób automatyczny, zgodnie z nastawioną charakterystyką statyczną, właściwą dla danego obiektu i miejsca jego przyłączenia. Ad 8. W przypadku zawarcia umowy o świadczenie usługi odbudowy polecenia wydaje OSP, natomiast w pozostałych przypadkach wydaje je właściwy operator systemu. Ad 9. OSP określa wymagania techniczne dotyczące zdolności MEE do udziału w realizacji zadań w ramach obrony i odbudowy KSE, przy czym spełnienie tych wymagań nie przesądza o powstaniu prawa do odrębnego wynagrodzenia. Prawo to jest uzależnione od zakwalifikowania i zakontraktowania MEE jako dostawcy usługi w zakresie odbudowy, a zasady ustalania i wypłaty wynagrodzenia wynikają z obowiązujących regulacji, warunków pozyskania tej usługi oraz umowy zawartej z OSP.
K20	3.4.2.1.2. 3. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (2) (3))	Należy uszczegółowić: 1. Czy w ramach rozruchu autonomicznego wymagana jest synchronizacja MEE z siecią (rozdzielnią sieciową)?	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie:</u> Ad 1. i 2. <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K17 Ad 2.</u>

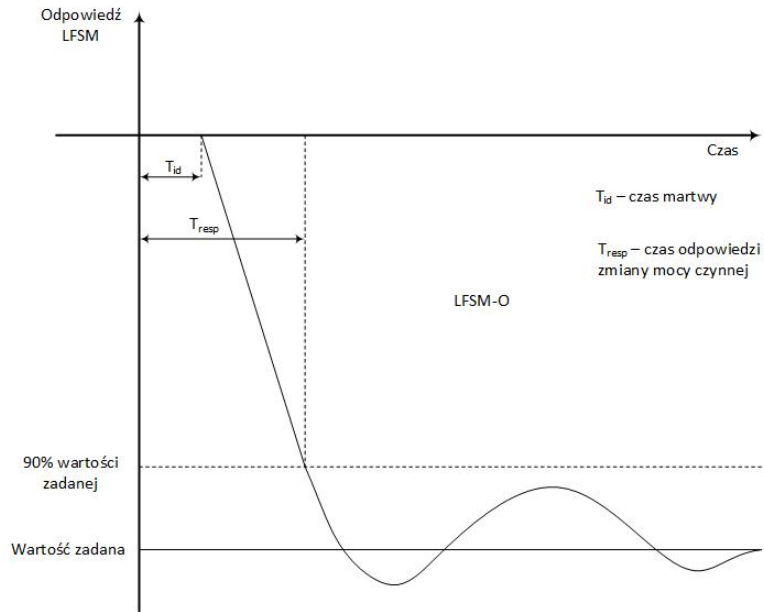
		2. Czy synchronizacja rozdzielni sieciowej, do której jest przyłączony MEE, z pozostałą częścią systemu jest po stronie OSP? 3. Czy rozdzielnia sieciowa będąca SGU musi być dostosowana do jej synchronizacji z pozostałą częścią systemu (np. inną rozdzielnią sieciową)?		Ad 3. Wymaganie dotyczące dostosowania rozdzielni sieciowej do synchronizacji z pozostałą częścią systemu nie zostało określone.
K21	3.4.2.1.3. 2. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (3) (2))	Należy doprecyzować jak ten obowiązek będzie realizowany w praktyce. MEE podaje napięcie na rozdzielnię, do której jest przyłączony MEE, przy braku jej zasilania ze strony OSD/OSP. Co w przypadku, gdy OSD/OSP będzie chciało podać napięcie na tę rozdzielnię? Kto odpowiada za proces synchronizacji i jego koordynację? Dla istniejących oraz "będących w budowie" MEE, OSD/OSP nie dostosowały swoich rozdzielnic do procesu synchronizacji, choćby w zakresie zabudowy przekładników napięciowych po stronie OSD/OSP wraz zabudową wyłącznika z synchrocheck-iem.	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K17 Ad 2.</u>
K22	3.4.2.1.3. 3. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (3) (3))	Należy dookreślić czy tutaj chodzi o ponowne podanie napięcia ze strony OSD/OSP na rozdzielnię sieciową, do której jest przyłączony MEE, i na którą MEE wcześniej podał napięcie? Jak będzie wyglądała procedura synchronizacji? Kto jest odpowiedzialny za proces synchronizacji? Przez jak długi czas MEE musi posiadać opisaną zdolność? Czy ten czas jest powiązany z SOC MEE? W jakim zakresie mocy czynnej i biernej musi poruszać się MEE?	PSME	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Przedmiotowy punkt dotyczy przypadku, kiedy w trakcie podania napięcia przez MEE na szyny rozdzielni sieciowej, pozostającej w stanie beznapięciowym - tryb dead bus energizing, właściwy operator systemu poda napięcie na szyny rozdzielni sieciowej, do której przyłączony jest MEE. Wówczas po przerwaniu trybu dead bus energizing MEE powinien dokonać synchronizacji swoich urządzeń z siecią. W związku z czym MEE powinien posiadać zdolności określone w przedmiotowym punkcie, tj. zdolność do regulacji napięcia i częstotliwości. Decyzja czy proces zasilania szyn rozdzielni z MEE będzie kontynuowany poprzez automatyczne przełączanie synchronizatora w tryb synchronizacji, czy nastąpi ręczne przełączanie trybów pracy przez operatora MEE na tryb zwykłej synchronizacji, powinna być ujęta w instrukcji

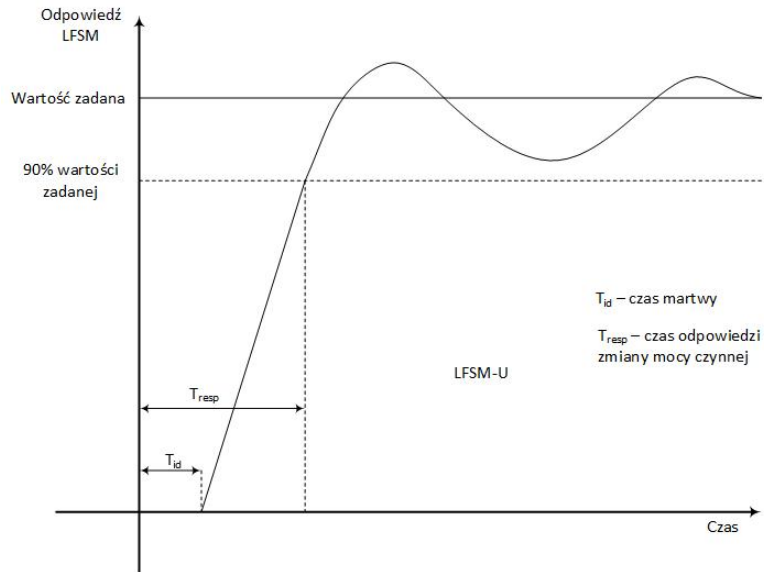
				współdziałania służb dyspozytorskich i ruchowych. Za synchronizację MEE z siecią odpowiedzialny jest operator MEE, natomiast za koordynację procesu synchronizacji odpowiada właściwy operator systemu. Zdolność do ponownego podania napięcia zależy od poziomu naładowania MEE. Minimalny poziom naładowania (SOC) jest naturalnym ograniczeniem, poniżej którego nie jest wymagana praca MEE w trybie rozładowania. Zakres pracy MEE wynika z jego parametrów technicznych. Zgodnie z uwagą OSP doprecyzowuje w pkt 3.4.2.1.3. pkt 3., który otrzymuje brzmienie: 3. MEE, w przypadku przełączenia w tryb synchronizacji, powinien posiadać zdolność do regulacji napięcia i częstotliwości, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 3.4.2.1.4.
K23	3.4.2.1.4. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2. (1) (3))	Należy podać więcej szczegółów na temat trybu wyspowego: 1. która część sieci powinna być zasilana przez system BESS? 2. Który podmiot będzie odpowiedzialny za eksploatację sieci w trybie wyspowym: operator systemu przesyłowego (TSO) czy właściciel systemu BESS? 3. Co z synchronizacją dwóch niezależnych systemów sieci energetycznych: kto powinien być za to odpowiedzialny? 4. W odniesieniu do wymagań w podpunkcie 8: W jaki sposób wartość zadana napięcia ma być ustalana w czasie rzeczywistym w punkcie przyłączenia? Magazyn energii będzie miał własną częstotliwość/napięcie odniesienia, do których się	PSMSE	<u>Wyjaśnienie:</u> Ad 1. Zakres sieci zasilanej przez MEE w trybie wyspowym jest uzależniony od parametrów technicznych MEE, w szczególności od wielkości mocy MEE, stanu naładowania oraz przewidywanego czasu pracy wyspowej. Ad 2. Za prowadzenie ruchu i eksploatację sieci w trybie wyspowym odpowiada właściwy operator systemu. Ad 3. Za synchronizację dwóch niezależnych systemów, stanowiących obszary pracujące wyspowo, odpowiada OSP. Ad 4. Wartość zadaną napięcia określa właściwy operator systemu. Jednocześnie zauważyć należy, że zadana wartość napięcia powinna być możliwa do zmiany w czasie rzeczywistym przez operatora MEE, po otrzymaniu polecenia od właściwego operatora systemu. Ad 5. <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K19 Ad 9.</u>

		przywraca, więc nie jest możliwe spełnienie wymagań regulacji mocy biernej, napięcia i cos fi. 5. Jakie są przychody związane z realizacją zadań związanych z zabezpieczeniem i przywróceniem zasilania?		
K24	3.4.2.1.4. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (4))	Brakuje kryteriów pracy, takich jak np.: czas pracy w trybie pracy wyspowej, minimalnej mocy czynnej którą MEE musi dostarczyć, jak powinien być sparametryzowany tryb FSM, jaka powinna być zdolność do generacji mocy biernej.	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Naturalnym ograniczeniem czasu pracy wyspowej jest minimalny poziom naładowania MEE. Ograniczeniem mocy dostarczanej jest Pmax, natomiast jednorazowe dociążenie MEE zakładane jest w wielkości nie większej niż 10 % Pmax. FSM jest trybem rynkowym i powinien być parametryzowany zgodnie z umową na świadczenie usługi FCR. Zdolność do generacji mocy biernej powinna być zgodna z wykresem Q(P) przedstawionym w pkt 3.4.1.3.
K25	3.4.2.1.4. 1. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (4) (1))	Proponujemy się zmianę zapisu na "...stanowi jedyne źródło zasilania albo w układach złożonych...". To są dwie różne funkcjonalności. MEE może być jedynym źródłem zasilania i jednocześnie może nie posiadać zdolności do pracy w układach złożonych. Należy szczegółowo opisać wymaganie dot. współpracy MEE w układach złożonych. W jaki sposób powinien pracować MEE, jakie tryby są wymagane, jaka powinna być ich parametryzacja? Czy wymagana jest praca w kierunku ładowania i rozładowania? Kto i jak ma zarządzać pracą takiego MEE? Kto zadaje punkty pracy takiego MEE? Kto ponosi odpowiedzialność za pracę układu złożonego?	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Przez współpracę MEE w układach złożonych rozumie się współpracę MEE z systemem elektroenergetycznym (SEE). Wymagania określone w IRiESP dotyczą właśnie pracy MEE przyłączonego do SEE, dlatego nie ma potrzeby wprowadzania odrębnego katalogu wymagań dla tak rozumianej współpracy. Szczegółowe parametry, tryby sterowania, zakres pracy w kierunku ładowania i rozładowania oraz podział odpowiedzialności wynikają z postanowień IRiESP, warunków przyłączenia, właściwych umów i instrukcji współdziałania służb dyspozytorskich i ruchowych.
K26	3.4.2.1.4. 2. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (4) (2))	Należy określić na jakim etapie realizacji budowy MEE (poczynając od daty wydania warunków przyłączenia) należy pozyskać ze strony PSE kryteria aktywacji pracy wyspowej?	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Kryteria aktywacji pracy wyspowej są określone przez OSP w warunkach przyłączenia do sieci, a zatem są przekazywane podmiotowi wraz z wydaniem tych warunków. Szczegółowe

				parametry techniczne oraz rozwiązania służące spełnieniu określonych kryteriów są uzgadniane indywidualnie z OSP na etapie projektowania MEE.
K27	3.4.2.1.4. 2. (2) (w formularzu uwag wskazany ogólnie jako pkt 3.4.2.1.4.)	Zapis (2) <i>manualnie na polecenie właściwego operatora systemu. Kryteria automatycznej aktywacji określa OSP.</i> Zapis jest sprzeczny w swojej treści. Brak określenia kogo dotyczy automatyczna aktywacja, zasad oraz wskazania dokumentu, gdzie są lub będą określone przez OSP „kryteria automatycznej aktywacji” dla trybu „manualnego”. Należy określić zakres podmiotowy, przedmiotowy i ilościowy. Ponadto należy poprawić zgodnie z uwaga ogólną nr 4 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr O6</i>)	PTPiREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K6.</u>
K28	3.4.2.1.4. 4. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (4) (4))	1. Należy zweryfikować czy zamiast „....LFSM...” nie powinno być „....FSM....”. A może pod skrótem LFSM kryją się tryby LFSM-U/O oraz FSM? 2. Co w przypadku, gdy MEE jest przyłączony do OSD i nie jest na Rynku Bilansującym i nie jest podłączony do systemu LFC? 3. Niezrozumiałe jest sformułowanie: "(...) utrzymać regulację częstotliwości LFSM z lokalnym zadawaniem mocy (podparcia/bazowej) (...)" 4. Jak należy rozumieć sformułowanie „lokalne zadawanie mocy”? Czy to jest sterownik (PPC)/OSD/OSP/właściciel MEE?	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Ad 1. LFSM obejmuje tryby LFSM-O i LFSM-U. Nie obejmuje natomiast trybu FSM, który stanowi odrębny tryb regulacji częstotliwości. Tryb LFSM-O jest aktywowany w przypadku wzrostu częstotliwości powyżej określonej wartości, natomiast tryb LFSM-U w przypadku spadku częstotliwości poniżej określonej wartości. W związku z tym zastąpienie skrótu LFSM skrótem FSM nie jest zasadne. Ad 2. Należy „zamrozić” ostatnią wartość z grafiku pracy, realizowaną w momencie przejścia do pracy wyspowej. Ad 3. Sformułowanie to oznacza „zamrożenie” ostatniej wartości zadanej mocy, którą realizował MEE w chwili przełączenia w tryb pracy wyspowej, wokół której będzie działał LFSM. Korekta mocy od odchyłki częstotliwości wyliczana przez układ regulacji LFSM jest dodawana lub odejmowana od tej wartości i stanowi moc wyjściową MEE.

				Ad 4. Lokalne zadawanie mocy oznacza zadawanie mocy czynnej oddawanej lub pobieranej z MEE za pośrednictwem PPC.
K29	3.4.2.1.4. 5. (1) (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (4) (5) (1))	Czy sformułowanie statycznej regulacji częstotliwości należy rozumieć jako tryb FSM znany z kodeksu sieci NC RfG?	PSME	<u>Wyjaśnienie:</u> Styczna regulacja częstotliwości nie jest trybem FSM. Funkcjonalnie odpowiada ona działaniom realizowanym w trybach LFSM-O i LFSM-U i została wyodrębniona jako osobna funkcja, możliwa do wykorzystania przez posiadacza MEE, jeżeli MEE nie jest wyposażony w te tryby.
K30	3.4.2.1.4. 5. (4) (b) (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (4) (5) (4) (b))	1. Do tego wymagania była zgłaszana uwaga w projekcie Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Jakie jest uzasadnienie techniczne dla $s=0,2\%$? Mała odchyłka częstotliwości będzie powodować gwałtowny i duży skok mocy czynnej. Sterownik PPC może mieć problem ze stabilizacją mocy. Mogą pojawić się oscylacje mocy czynnej.	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Wymaganie dotyczące możliwości nastawienia statyzmu LFSM-U w zakresie $0,2\% \div 5\%$ określa wymagany zakres funkcjonalny układu regulacji. Jednocześnie należy zauważyć, że domyślna wartość nastawy statyzmu została określona na poziomie 1%. Wartość 0,2% stanowi dolną granicę dopuszczalnego zakresu nastaw i nie oznacza potrzeby eksploatacji obiektu z taką nastawą do momentu określenia jej przez OSP jako wymagana wartość nastawy. Ponadto sama możliwość ustawy statyzmu na poziomie 0,2% nie powinna wprowadzać oscylacji mocy czynnej, a postawione wymaganie ma na celu zapewnienie zdolności MEE do bardzo szybkiej odpowiedzi mocy czynnej na zmiany częstotliwości. <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K9</u> w zakresie odniesienia do argumentu dotyczącego uwagi zgłaszanej w toku konsultacji projektu rozporządzenia systemowego.
K31	3.4.2.1.4. 5. (5) (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (4) (5) (5))	Do tego wymagania była zgłaszana uwaga w projekcie Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Opis jest kompletnie	PSME	<u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K9</u> w zakresie odniesienia do argumentu dotyczącego uwagi zgłaszanej w toku konsultacji projektu rozporządzenia systemowego.

		niezrozumiały, sugeruje się sporządzenie odpowiedniego rysunku. Czy ten opis jest w jakiś sposób powiązany z rys. 3.4.2.1.4.5 (6) ?		Opis zawarty w pkt 3.4.2.1.4. 5. (5) dotyczy parametrów odpowiedzi regulacji LFSM-O. W celu wyeliminowania wątpliwości OSP wprowadza w pkt 3.4.2.1.4. 5. (5) rysunek 3.4.2.1.4.5. (5) w następującej postaci:  Rysunek 3.4.2.1.4. 5. (5) Parametry odpowiedzi układu regulacji LFSM-O
K32	3.4.2.1.4. 5. (6) (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (4) (5) (6))	Do tego wymagania była zgłaszana uwaga w projekcie Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Opis jest kompletnie niezrozumiały, sugeruje się sporządzenie odpowiedniego rysunku.	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K9 w zakresie odniesienia do argumentu dotyczącego uwagi zgłaszanej w toku konsultacji projektu rozporządzenia systemowego.</u>

		Czy ten opis jest w jakiś sposób powiązany z rys. 3.4.2.1.4.5 (6) ?		Opis zawarty w pkt 3.4.2.1.4. 5. (6) dotyczy parametrów odpowiedzi regulacji LFSM-U i jest powiązany z rysunkiem 3.4.2.1.4.5. (6). W celu wyeliminowania wątpliwości OSP rysunek 3.4.2.1.4.5. (6) otrzymuje postać:  Rysunek 3.4.2.1.4. 5. (6) Parametry odpowiedzi układu regulacji LFSM-U
K33	3.4.2.1.4. 6.	Zmiana zapisu: MEE, w zakresie zarządzania odchyleniami częstotliwości, zarządzania rozptyłami mocy czynnej oraz wsparcia systemu mocą czynną, powinien posiadać zdolność do: (1) współpracy z dyspozytorskimi systemami sterowania mocą czynną, prowadzonymi przez OSP lub poprzez	PTPiREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> Ad 1. W pkt 3.4.2.1.4. 6. pkt (1) otrzymuje brzmienie: <i>(1) współpracy z dyspozytorskimi systemami sterowania mocą czynną, prowadzonymi przez OSP lub przez właściwego operatora systemu, na którego terenie przyłączony jest MEE, zgodnie z pkt 3.4.1.1. i 3.4.1.2.; lub</i>

		właściwego operatora systemu na którego terenie przyłączony jest MEE, zgodnie z pkt. 3.4.1.1. i 3.4.1.2. lub (2) zmiany mocy generowanej na polecenie właściwego operatora systemu, z wykorzystaniem dyspozytorskich systemów sterowania wydawane poprzez kanały komunikacji dyspozytorskiej.		Ad 2. Uwaga nie została uwzględniona. Postanowienia pkt (2) odnoszą się do głosowej komunikacji dyspozytorskiej, a nie do systemów sterowania dyspozytorskiego, których wykorzystanie zostało opisane w pkt (1). Proponowana zmiana pkt (2) prowadziłaby do ograniczenia kompetencji do wydawania poleceń w trybie dyspozytorskim.
K34	3.4.2.1.4. 7.	Zmiana zapisu: MEE, w zakresie zarządzania odchyleniami napięcia, powinien posiadać zdolność do: (1) współpracy z dyspozytorskimi systemami sterowania napięciem i mocą bierną, prowadzonymi przez OSP, zgodnie z 3.4.1.1. i 3.4.1.3. lub; (2) zmiany napięcia lub generowanej mocy biernej na polecenie właściwego operatora systemu, z wykorzystaniem dyspozytorskich systemów sterowania wydawane poprzez kanały komunikacji dyspozytorskiej.	PTPiREE PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K33.</u>
K35	3.4.2.1.4. 8. (2) (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.4. 2 (1) (4) (8) (2))	Proponujemy się usunąć „dostarczanej do KSE” - to sformułowanie jest zbędne, w szczególności w zakresie pracy wyspowej.	PSME	<u>Uwaga została uwzględniona</u> W pkt 3.4.2.1.4. pkt 8. otrzymuje brzmienie: 8. <i>MEE w miejscu przyłączenia powinien posiadać zdolność do regulacji wartości zadanej napięcia, mocy biernej oraz współczynnika mocy ($\cos \varphi$).</i>
K36	3.5.1. 1.	Poniższa treść jest niezrozumiała, zawita, odnosząca się do wielu innych dokumentów. Zgodnie z uwagą ogólną, należy precyzyjnie wskazać obiekty, podmioty, których wymagania dotyczą.!!! „ Wymagania, o których mowa w pkt 2. i 3. powinny spełniać, uwzględniane w TCM - wykaz SGU: MWE, o których mowa w pkt 3.8., do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG, MWE o których mowa w	PTPiREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr O3</u> w zakresie zasadności odesłań do innych regulacji prawnych oraz <u>odpowiedź na uwagę nr K14</u> w zakresie zasobów klasyfikowanych jako SGU. W celu poprawy czytelności postanowień IRiESP w pkt 3.5.1. pkt 1. otrzymuje następujące brzmienie:

		<i>pkt 3.3.3.1., do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG, MEE o których mowa w pkt 3.4.2.1.1., a także MWE oraz MEE dostawców usług w zakresie odbudowy.”</i>		1. <i>Wymagania, o których mowa w pkt 2. i 3. powinny spełniać, następujące MWE i MEE uwzględniane w TCM - wykaz SGU:</i> (1) <i>MWE, o których mowa w pkt 3.8., do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;</i> (2) <i>MWE o których mowa w pkt 3.3.3.1., do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;</i> (3) <i>MEE, o których mowa w pkt 3.4.2.1.1.;</i> (4) <i>MWE i MEE wykorzystywane przez dostawców usług w zakresie odbudowy do świadczenia tych usług.</i> <u>Dodatkowe wyjaśnienie:</u> Ad (1) MWE, o których mowa w pkt 3.8., to istniejące MWE o mocy 50 MW lub wyższej, wskazane jako SGU w TCM – wykaz SGU, na podstawie art. 11 ust. 4 lit. c i art. 23 ust. 4 lit. c oraz art. 4 ust. 2 lit. b NC ER. Ad (2) MWE, o których mowa w pkt 3.3.3.1., to MWE spełniające kryteria określone w TCM - wykaz SGU, klasyfikujące te MWE jako SGU. Ad (3) MEE, o których mowa w pkt 3.4.2.1.1., to MEE spełniające kryteria określone w TCM - wykaz SGU, klasyfikujące te MEE jako SGU. Ad (4) MWE i MEE dostawców usług w zakresie odbudowy to zasoby wykorzystywane do świadczenia usług w zakresie odbudowy, uwzględniane w TCM - wykaz SGU.
K37	3.5.1. 2.	Należy dostosować/ujednolicić nazewnictwo „łączność głosowa” / „komunikacja głosowa” w obecnie konsultowanych dokumentach.	PTPiREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> Kierując się użytym w art. 41 NC ER pojęciem „systemu komunikacji głosowej” dokonano odpowiedniej modyfikacji pkt 3.5.1. 2. i 3. oraz pkt 3.5.2. 5. (5).

		Brakuje wskazania czasookresu spełnienia wymogu realizacji komunikacji głosowej oraz trybu 24h dla istniejących obiektów obecnie nie spełniających wymagań. Ponadto należy wskazać konsekwencje niewykonania komunikacji głosowej w zadanym trybie oraz braku organizacji służb dyspozytorskich lub ruchowych w MWE lub MEE w przypadku braku niespełnienia wymagania określonego w pkt. 3.		W pkt 3.5.1. pkt 2. i 3. otrzymują brzmienie: 2. <i>Służby dyspozytorskie lub ruchowe MWE i MEE, o których mowa w pkt 1., powinny być wyposażone w systemy komunikacji głosowej zapewniające możliwość komunikacji głosowej z centrum dyspozytorskim właściwego operatora systemu. Systemy te powinny spełniać wymagania techniczne opracowane przez OSP na podstawie NC ER i opublikowane na stronie internetowej OSP oraz zapewniać możliwość prowadzenia komunikacji głosowej przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne MWE lub MEE, o których mowa w pkt 1.</i> 3. <i>Sterowanie MWE lub MEE, o których mowa w pkt 1., może zostać powierzone podmiotowi posiadającemu zdolność do zapewnienia komunikacji głosowej zgodnie z wymaganiami, o których mowa w pkt 2. W takim przypadku powierzający odpowiada za działania i zaniechania podmiotu, któremu powierzył sterowanie MWE lub MEE, jak za własne działania lub zaniechania.</i> W pkt 3.5.2. 5 pkt (5) otrzymuje brzmienie: <i>(5) zapewnienia komunikacji głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrum dyspozytorskim właściwego operatora systemu.</i> W odniesieniu do akapitu 2 OSP wyjaśnia, że zgodnie z art. 12. ust. 6 oraz art. 24 ust. 6 NC ER, każdy SGU jest zobowiązany do wdrożenia środków odpowiednio, z planu obrony system i planu odbudowy, nie później niż w ciągu 12 miesięcy od daty powiadomienia przez OSP o konieczności wdrożenia tych środków. W odniesieniu do akapitu 3 OSP wyjaśnia, że wymagania określone w tym punkcie wynikają z przepisów prawa oraz obowiązującej IRiESP. Obowiązek przestrzegania postanowień IRiESP wynika z art. 9g ustawy Prawo energetyczne. Dodatkowo
--	--	---	--	--

				ustawodawca przewidział sankcję za naruszenie obowiązków wynikających z IRIESP, co znajduje odzwierciedlenie w art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy Prawo energetyczne.
K38	3.5.1. 2. (w formularzu uwag PSME wskazany jako pkt 3.5. 1 (2))	Należy dookreślić w jakim języku powinien (musi) działać system łączności głosowej. Czy jest dopuszczalne prowadzenie łączności głosowej w języku innym niż polski?	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr K12 i K14 w zakresie wymaganego języka łączności głosowej.
K39	3.5.1. 3.	Proponujemy zmianę zapisu z uwagi na kompetencje OSP jako właściciela planu odbudowy KSE. <i>Rozdzielnia istniejąca o napięciu 110 kV lub wyższym, do której planowane jest przyłączenie MWE typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, lub MEE o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, których pojemność jest równa 40 MWh lub większa, powinna zostać, przy udziale poddana ocenie przez OSP, pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy, poddana ocenie przy udziale OSDp, na którego obszarze działania znajduje się ta rozdzielnia, pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy. W przypadku uznania jej za istotną dla procedur ujętych w planie odbudowy właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt 2.</i>	PTPIREE PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> OSDp dokonuje analizy znaczenia, zlokalizowanych na obszarze sieci OSDp/OSDn, rozdzielni istotnych dla planu odbudowy w porozumieniu z OSP i zgłasza je do OSP.
K40	3.5.2. 6.	Proponujemy uzupełnienie zapisu o wskazanie Operatora/Operatorów, z którym rozdzielnia ujęta w wykazie rozdzielni istotnych dla procedur ujętych w planie odbudowy ma posiadać zdolności telekomunikacyjne i sterownicze przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów <i>Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt 1., korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnie ujętą w wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności</i>	PTPIREE PGE	<u>Uwaga została uwzględniona</u> W pkt 3.5.2. pkt 6. otrzymuje brzmienie: 6. <i>Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt 1., korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnie ujętą w wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych z właściwym operatorem systemu przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.</i>

		<i>telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów z właściwym Operatorem.</i>		
--	--	--	--	--

3.4. Uwagi szczegółowe do IRiESP - Bilansowanie

Nie zostały zgłoszone uwagi w zakresie tej części IRiESP.

4. Specyfikacja zmian wynikających z procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 4

Zważywszy na stanowisko OSP przedstawione w pkt 3. niniejszego raportu, stanowiące odpowiedź na uwagi zgłoszone przez użytkowników systemu w toku konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 4, OSP dokonał następujących zmian w postanowieniach tej Karty w stosunku do jej projektu opublikowanego i poddanego konsultacjom:

- 1) W pkt **2.4.** IRiESP - Wprowadzenie w pkt 1. wprowadza się do Karty aktualizacji nr 4 definicję „pracy wyspowej”, która otrzymuje brzmienie:

praca wyspowa - Niezależna praca całej sieci lub części sieci, która jest oddzielona po odłączeniu od systemu wzajemnie połączonego, mająca co najmniej jeden moduł wytwarzania energii, magazyn energii elektrycznej lub system HVDC zasilający taką sieć i regulujące częstotliwość i napięcie.

- 2) W pkt **2.7.** 3. IRiESP - Korzystanie Tabela 2.7. 3. otrzymuje brzmienie:

Maksymalna utrata generacji mocy czynnej z MWE [MW]	Data obowiązywania
1100	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP przed dniem 30 kwietnia 2026 r.
1000	od dnia wejścia w życie Karty aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026 w zakresie pkt 2.7. i 3.3.1. 17., do dnia 31 grudnia 2033 r. - w odniesieniu do MWE objętych umowami o przyłączenie do sieci zawartymi z OSP w dniu 30 kwietnia 2026 r. oraz po tym dniu
1240	od dnia 1 stycznia 2034 r.

- 3) W pkt **3.3.3.1.** IRiESP - Korzystanie pkt 2. otrzymuje brzmienie:

2. *OSP udostępnia użytkownikowi systemu wskazanemu w nieopublikowanej części TCM - wykaz SGU tę część tego wykazu, która dotyczy tego użytkownika systemu, niezwłocznie po wydaniu decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub zmieniającej TCM - wykaz SGU.*

- 4) W pkt **3.3.3.3.** 6. IRiESP - Korzystanie pkt (1) otrzymuje brzmienie:

(1) *aktywacji trybu pracy wyspowej:*

(a) *automatycznie w funkcji odchyłki częstotliwości ze zwłoką czasową (kryteria automatycznej aktywacji określa OSP),*

(b) *manualnie na polecenie właściwego operatora systemu;*

- 5) W pkt **3.3.4.2.** 1. w opisie Rysunku 3.3.4.2. 1 opis oznaczenia U_{prog2} otrzymuje brzmienie:

U_{prog2} [kV]	–	<i>wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia PPM, powyżej którego pobierana jest moc bierna</i>
-------------------------	---	--

- 6) W pkt **3.4.1.3. 2.** (według nowej numeracji; dotychczasowy pkt **3.5.3. 2.**) w opisie Rysunku 3.4.1.3. 2 (według nowej numeracji; dotychczasowy Rysunek 3.5.3. 2.) opis oznaczenia U_{prog2} otrzymuje brzmienie:

U_{prog2} [kV]	–	wartość napięcia w miejscu przyłączenia MEE, powyżej której pobierana jest moc bierna
---------------------	---	---

- 7) W pkt **3.4.2.1.1.** IRIESP - Korzystanie pkt 2. otrzymuje brzmienie:

2. *OSP udostępnia użytkownikowi systemu wskazanemu w nieopublikowanej części TCM - wykaz SGU tę część tego wykazu, która dotyczy tego użytkownikowi systemu, niezwłocznie po wydaniu decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub zmieniającej TCM - wykaz SGU.*

- 8) W pkt **3.4.2.1.3.** pkt 3. otrzymuje brzmienie:

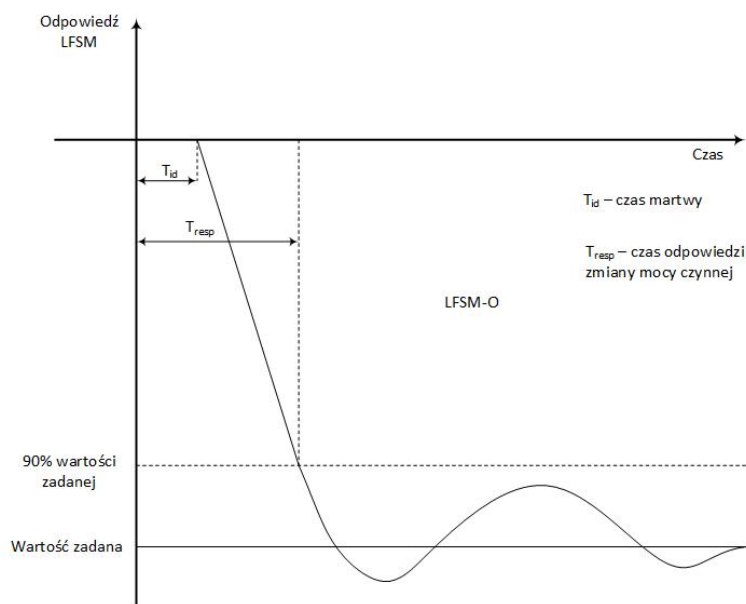
3. *MEE, w przypadku przełączenia w tryb synchronizacji, powinien posiadać zdolność do regulacji napięcia i częstotliwości, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt **3.4.2.1.4.***

- 9) W pkt **3.4.2.1.4.** IRIESP - Korzystanie pkt 2. otrzymuje brzmienie:

2. *Aktywacja trybu pracy wyspowej powinna następować:*

- (1) *automatycznie w funkcji odchyłki częstotliwości ze zwłoką czasową (kryteria automatycznej aktywacji określa OSP);*
- (2) *manualnie na polecenie właściwego operatora systemu.*

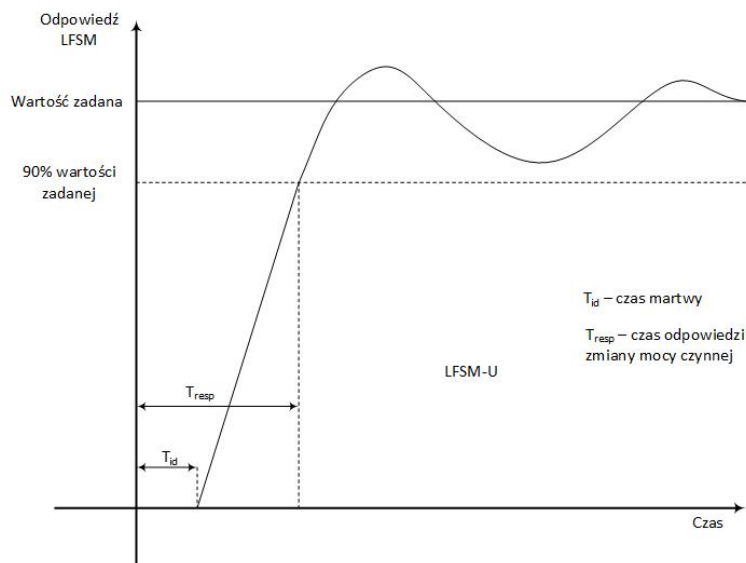
- 10) W pkt **3.4.2.1.4. 5.** (5) wprowadza się rysunek 3.4.2.1.4.5. (5) w postaci:



Rysunek 3.4.2.1.4. 5. (5)

Parametry odpowiedzi układu regulacji LFSM-O

11) W pkt **3.4.2.1.4. 5. (6)** rysunek 3.4.2.1.4.5. (6) otrzymuje postać:



Rysunek 3.4.2.1.4. 5. (6)

Parametry odpowiedzi układu regulacji LFSM-U

12) W pkt **3.4.2.1.4. 6. IRiESP** - Korzystanie pkt (1) otrzymuje brzmienie:

- (1) *współpracy z dyspozytorskimi systemami sterowania mocą czynną, prowadzonymi przez OSP lub przez właściwego operatora systemu, na którego terenie przyłączony jest MEE, zgodnie z pkt 3.4.1.1. i 3.4.1.2.; lub*

13) W pkt **3.4.2.1.4. IRiESP** - Korzystanie pkt 8. otrzymuje brzmienie:

8. *MEE w miejscu przyłączenia powinien posiadać zdolność do regulacji wartości zadanej napięcia, mocy biernej oraz współczynnika mocy ($\cos \varphi$).*

14) W pkt **3.5.1. IRiESP** - Korzystanie pkt 1. otrzymuje brzmienie:

1. *Wymagania, o których mowa w pkt 2. i 3. powinny spełniać, następujące MWE i MEE uwzględniane w TCM - wykaz SGU:*
 - (1) *MWE, o których mowa w pkt 3.8., do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;*
 - (2) *MWE o których mowa w pkt 3.3.3.1., do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;*
 - (3) *MEE, o których mowa w pkt 3.4.2.1.1.;*
 - (4) *MWE i MEE wykorzystywane przez dostawców usług w zakresie odbudowy do świadczenia tych usług.*

15) W pkt **3.5.1. IRiESP** - Korzystanie pkt 2. i 3. otrzymują brzmienie:

2. *Służby dyspozytorskie lub ruchowe MWE i MEE, o których mowa w pkt 1., powinny być wyposażone w systemy komunikacji głosowej zapewniające możliwość komunikacji głosowej z centrum dyspozytorskim właściwego operatora systemu. Systemy te powinny spełniać wymagania techniczne opracowane przez OSP na podstawie NC ER i opublikowane na stronie internetowej OSP oraz zapewniać możliwość prowadzenia komunikacji głosowej przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne MWE lub MEE, o których mowa w pkt 1.*

3. *Sterowanie MWE lub MEE, o których mowa w pkt 1., może zostać powierzone podmiotowi posiadającemu zdolność do zapewnienia komunikacji głosowej zgodnie z wymaganiami, o których mowa w pkt 2. W takim przypadku powierzający odpowiada za działania i zaniechania podmiotu, któremu powierzył sterowanie MWE lub MEE, jak za własne działania lub zaniechania.*

16) W pkt **3.5.2.** 5. IRiESP - Korzystanie pkt (5) otrzymuje brzmienie:

- (5) *zapewnienia komunikacji głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrum dyspozytorskim właściwego operatora systemu.*

17) W pkt **3.5.2.** pkt 6. otrzymuje brzmienie:

6. *Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt 1., korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych z właściwym operatorem systemu przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.*

18) W pkt **10.2.** IRiESP - Korzystanie pkt 3. otrzymuje brzmienie:

3. *Plan koordynacyjny dostępnych zasobów KSE jest opracowywany przez OSP i udostępniany dla każdej godziny 5 - letniego horyzontu planowania obejmującego 60 miesięcy kalendarzowych, z uwzględnieniem danych planistycznych przekazywanych przez podmioty oraz, zgodnie z zasadami określonymi w rozdziale 10. - Planowanie koordynacyjne oraz postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych i pkt **12.3.**, przy czym dane przekazywane na potrzeby opracowania i aktualizacji:*

- (1) *planów dobowych - obejmują pierwsze 9 kolejnych dni kalendarzowych 5 - letniego horyzontu planowania;*
- (2) *planów średnioterminowych - obejmują pozostały okres 5 - letniego horyzontu planowania.*

19) W pkt **11.8.** IRiESP - Korzystanie pkt 2. otrzymuje brzmienie:

2. *Służby dyspozytorskie operatorów systemu oraz służby ruchowe wytwórców, MEE i odbiorców końcowych przyłączonych do sieci zamkniętej, zgodnie z zakresem zadań określonym w pkt **11.2.**, w sposób ciągły monitorują pracę KSE wykorzystując systemy SCADA. Zakres zbieranych w sposób ciągły danych i sygnalizacji z sieci zamkniętej jest określony w TCM - zakres wymienianych danych oraz w rozdziale 12. - Procedury wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego.*

20) W pkt **12.6.** IRiESP - Korzystanie pkt 1. otrzymuje brzmienie:

1. *Na podstawie danych strukturalnych pozyskiwanych zgodnie z pkt **12.2.**, OSP prowadzi we współpracy z OSDp centralny rejestr zasobów, który obejmuje MWE, MEE przyłączone do KSE oraz inne zasoby, o których mowa w pkt **12.2.** 2.*

5. Specyfikacja zmian wynikających z autokorekty OSP

W Karcie aktualizacji nr 4/CW-3/CK-4/CB-3/2026, przedkładanej Prezesowi URE do zatwierdzenia, OSP dokonał następujących autokorekt jej postanowień w stosunku do projektu opublikowanego i poddanego konsultacjom:

1) W pkt **2.2.** IRiESP - Wprowadzenie aktualizuje się adresy publikacyjne następujących aktów prawnych:

- ustawa o wysokosprawnej kogeneracji,
- ustawa Prawo budowlane.

Korekta wprowadzona przez OSP wynikająca ze zmian adresów publikacyjnych wskazanych aktów prawnych, w okresie od publikacji do konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 4, do czasu opracowania Karty aktualizacji nr 4 przedkładanej Prezesowi URE do zatwierdzenia.

2) W pkt **3.4.2.1.4. 5.** IRiESP - Korzystanie pkt (3) otrzymuje następujące brzmienie:

(3) *czas martwy T_{id} wraz z nastawioną w niezbędnych przypadkach intencjonalną zwłoką czasową (Rysunki 3.4.2.1.4. 5. (5) i (6)), mierzony od wystąpienia odchyłki częstotliwości do rozpoczęcia odpowiedzi regulacyjnej na zmianę częstotliwości w trybie LFSM-O lub LFSM-U, nie może powodować wydłużenia czasu odpowiedzi zmiany mocy czynnej T_{Resp} ;*

Zmiana dokonana przez OSP polega na zastąpieniu wyrażenia „czasu regulacji T_{Resp} ” wyrażeniem „czasu odpowiedzi zmiany mocy czynnej T_{Resp} ” w celu ujednolicenia terminologii stosowanej w pkt **3.4.2.1.4. 5. (5)** i **3.4.2.1.4. 5. (6)**. Zmiana ta nie wpływa na dotychczasowe znaczenie czasu T_{Resp} oraz eliminuje ryzyko jego błędnej interpretacji.

3) W pkt **3.4.2.1.4. 7.** IRiESP - Korzystanie pkt (1) otrzymuje brzmienie:

(1) *współpracy z dyspozytorskimi systemami sterowania napięciem i mocą bierną, prowadzonymi przez OSP, zgodnie z pkt **3.4.1.1.** i **3.4.1.3.**; lub*

Korekta wprowadzona przez OSP ma charakter czysto redakcyjny, polega na wprowadzeniu oznaczenia „pkt” i przesunięciu znaku interpunkcyjnego.