

Raport

z procesu konsultacji

projektu **Karty aktualizacji**

nr 5/CK-5/CB-4/2026

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 5

Wykaz działań PSE S.A. (dalej również „OSP”) w ramach procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 5/CK-5/CB-4/2026 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej „Karta aktualizacji nr 5).

Lp.	Data	Opis działań
1.	21 lipca 2026 r.	Opublikowanie Komunikatu OSP dotyczącego rozpoczęcia procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 5.
2.	21 lipca - 7 września 2026 r.	Zbieranie uwag w ramach procesu konsultacji z użytkownikami systemu projektu Karty aktualizacji nr 5.
3.	2 września 2026 r.	Spotkanie informacyjne z użytkownikami systemu dotyczące Karty aktualizacji nr 5/CK-5/CB-4/2026 IRIESP, na którym przedstawiciele OSP prezentowali i omawiali wprowadzane zmiany.
4.	8 września - 22 września 2026 r.	Opracowanie Raportu z procesu konsultacji z użytkownikami systemu projektu Karty aktualizacji nr 5. Opracowanie Karty aktualizacji nr 5, po przeprowadzonym procesie konsultacji projektu tej karty aktualizacji, celem przedłożenia jej Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE”) do zatwierdzenia.
5.	24 września 2026 r.	Przedłożenie Prezesowi URE do zatwierdzenia Karty aktualizacji nr 5 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 5 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 5

W procesie konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 5 do proponowanych zmian postanowień IRiESP uwagi zgłosili następujący użytkownicy systemu:

1. **Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE)**
2. **POLSKIE STOWARZYSZENIE MAGAZYNOWANIA ENERGII (PSME)**
3. **Enel X Polska (ENELX)**

3. Zestawienie uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu do projektu Karty aktualizacji nr 5 oraz sposób ich uwzględnienia**3.1. Uwagi ogólne**

Lp.	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
O1	Z uwagi na fakt, iż obecnie IRiESP dotyczy zarówno zasobów podlegających pod Kodeks Sieci NC RfG, jak i takich, których ten Kodeks nie obowiązuje wyjaśnienia wymaga wymagany sposób realizacji rezerw mocy bilansujących – czy wymagana jest automatyczna realizacja wartości zadanych (mocy lub częstotliwości) na zasobie/zasobach z których utworzono JG w zakresie regulacji FCR, aFRR, mFRR oraz EB i RR.	TGPE	<u>Wyjaśnienie:</u> W odniesieniu do zasobów wchodzących w skład JG utworzonej na potrzeby świadczenia usług regulacji FCR, aFRR, mFRR oraz EB i RR, wymagana jest automatyczna realizacja wartości zadanych mocy, zarówno w odniesieniu do zasobów podlegających pod NC RfG, jak i takich, których ten kodeks nie obowiązuje. Dla wszystkich zasobów świadczących oraz planujących świadczyć ww. usługi na RB, wymagania są takie same.
O2	Jakie wymagania techniczne mają spełniać MWE nie podlegające pod Kodeks Sieci NC RfG w kontekście zapisów pkt. 3.3.1 (1) oraz w powiązaniu z zapisami pkt. 3.8. Uzasadnieniem dla powyższych wątpliwości jest fakt, iż możliwa jest interpretacja, iż wymagania określone w pkt. 3.3 dotyczą tylko MWE podlegających pod Kodeks Sieci NC RfG (tzw. nowe jednostki), a z kolei zapisy pkt. 3.8 dotyczą z kolei wszystkich MWE (podlegających i nie podlegających pod NC RfG), ale określają tylko wymagania w zakresie obrony i odbudowy.	TGPE	<u>Wyjaśnienie:</u> Pkt 3.3.1. 1. IRiESP - Korzystanie, stanowi, że MWE przyłączony do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym powinien posiadać zdolności techniczne zgodnie z przepisami NC RfG i zgodnie z przepisami rozporządzenia systemowego, przy czym przepisy rozporządzenia systemowego określają wymagania dla istniejących MWE w rozumieniu NC RfG (§ 54 rozporządzenia systemowego). Stąd, biorąc pod uwagę, że IRiESP nie stanowi, że pkt 3.3. nie ma zastosowania do istniejących MWE, brak jest możliwości dla interpretacji, że pkt 3.3. dotyczy tylko MWE podlegających pod NC RfG. W kontekście dostosowania istniejącego MWE do wymagań IRiESP istotnym jest, że zgodnie z pkt 3.1. 3. IRiESP - Korzystanie, jeżeli w dacie wejścia w życie IRiESP lub zmiany IRiESP, urządzenia, instalacje lub sieci, nie spełniają wymagań, określonych w IRiESP - Korzystanie, to wymagania te, powinny zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, przy czym w tym przypadku wymagania te, określone jak dla obiektów wymienionych w pkt 2., stosuje się wyłącznie w zakresie

			parametrów lub cech urządzeń, instalacji lub sieci objętych tą modernizacją. Należy sprostować wniosek zawarty w uwadze, że „<i>zapisy pkt. 3.8 dotyczą z kolei wszystkich MWE (podlegających i nie podlegających pod NC RfG)</i>”. Punkt 3.8. określa wymagania techniczne dla istniejących MWE w rozumieniu NC RfG o mocy 50 MW lub wyższej, wskazanych jako 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.
O3	Obecne zasady funkcjonowania rynku bilansującego, a w szczególności wymagania stawiane w procedurach kwalifikacji w praktyce uniemożliwiają aktywne funkcjonowanie odbiorców na rynku bilansującym. Tymczasem usługi DSR mogłyby stanowić istotny element bilansowania sieci, zwłaszcza w krytycznych sytuacjach niedoboru elastyczności i mocy, kiedy to odpowiednio zagregowane zasoby odbiorców mogłyby skutecznie wspomagać bilansowanie. Wielu operatorów systemów energetycznych w Europie i na świecie efektywnie wykorzystuje możliwości odbiorców i ich agregatorów do bilansowania systemu energetycznego. Obecne wymagania w zakresie liniowego narastania i opadania z wymaganiem 1% dokładności weryfikowanej co 1 sekundę w odniesieniu do DSR jest niemożliwe w realizacji dla odbiorców przemysłowych w których możliwość sterowania procesami i urządzeniami jest ograniczona i może mieć bardzo różne charakterystyki a pomimo to znakomicie uzupełniać inne zasoby wytwórcze i magazynowe, zwłaszcza gdy ich maksymalne możliwości będą wykorzystane. Z punktu widzenia optymalizacji kosztowej systemu oraz stabilności sieci, elastyczność strony popytowej oferuje operatorowi niezbędne wsparcie przy wykorzystaniu zasobów już przyłączonych do sieci. Powinno być ono w pełni i swobodnie wykorzystywane, a nie ograniczane poprzez narzucanie zbyt restrykcyjnych wymagań, które odpowiadają wyłącznie charakterystyce wybranych zasobów wytwórczych przyłączonych do sieci. Wytyczne EBGL wprost wskazują na usuwanie tych barier i ułatwianie udziału elastyczności	ENELX	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Usługi DSR oraz zagadnienia poruszane w uwadze, nie są przedmiotem karty aktualizacji nr 5 i nie są powiązane z zakresem merytorycznym wprowadzanych zmian, OSP rozważy zgłoszoną uwagę w ramach przyszłych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania Rynku Bilansującego, jednakże na ten moment wymagania określone w IRiESP odpowiadają rzeczywistym potrzebom OSP. Przywołany projekt kodeksu sieci dotyczącego odpowiedzi odbioru nie stanowi obecnie obowiązującego aktu prawnego i nie może być podstawą do przyjęcia postulowanych zmian. Po jego zatwierdzeniu stosowne zmiany zostaną wprowadzone do IRiESP w ramach dostosowania postanowień IRiESP do przepisów prawa powszechnie obowiązującego. W odniesieniu do kwestii produktów specyficznych, OSP wyjaśnia, że mFRRn dla JG_{M1} ESP został utworzony w celu zabezpieczenia OSP przed utratą mocy bilansujących FRR pochodzących z ESP, które z powodu ograniczeń technicznych nie są obecnie w stanie realizować aktywacji energii bilansującej zgodnie z referencyjnym modelem aktywacji obowiązującym na platformie mFRR. Ponadto zwracamy uwagę, że zgodnie z postanowieniami rozporządzenia 2017/2196 wdrażany produkt specyficzny jest produktem czasowym.

popytowej w rynkach bilansujących, co powinno stać się jednym z priorytetów przy projektowaniu regulacji krajowych. Również Artykuł 6 pkt 1 a) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej wskazuje na konieczność uwzględniania różnych możliwości technicznych m.in. odpowiedzi odbioru: 1. Rynki bilansujące, w tym procesy kwalifikacji wstępnej, organizuje się w taki sposób, aby: a) zapewnić rzeczywisty brak dyskryminacji uczestników rynku, uwzględniając różne potrzeby techniczne systemu elektroenergetycznego oraz różne możliwości techniczne źródeł wytwarzania energii, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru; W projekcie NC DR czytamy: „Wymagania dotyczące prekwalifikacji produktów są ograniczone do poziomu technicznie niezbędnego do zapewnienia bezpieczeństwa systemu i bezpiecznej eksploatacji sieci i nie tworzą nieuzasadnionych barier wejścia”. – tj. nie powinny wymagać niczego do prekwalifikacji poza tym, co jest niezbędne do bezpiecznej eksploatacji sieci. Myślę, że trudno byłoby zaprzeczyć, że liniowa rampa jest aż tak ważna. Postulujemy - całkowite odejście od wymogu „rampowania” w stosunku do rezerwy zastępczej świadczonej przez zasoby odbiorcze o mocy jednostkowej do 75MW - opracowanie produktu specyficznego dla FCR, aFRR, mFRR podobnie jak w przypadku wprowadzanego produktu specyficznego dla Elektrowni szczytowo pompowych umożliwiającego aktywny udział w rynku bilansującym zasobów odbiorczych		
---	--	--

3.2. Uwagi szczegółowe do IRiESP – Korzystanie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
K1	3.6.1. 2. <i>(uwaga omyłkowo zgłoszona w tabeli do IRiESP - Bilansowanie)</i>	Postulujemy zwiększenie dopuszczalnego odchylenia dla jednostek JGO oraz JGA składających się z zasobów odbiorczych. Dodatkowo należy zwrócić uwagę na rozdzielczość weryfikacji tego warunku. Aktualna praktyka zakłada pomiar z rozdzielczością 1 sekundową, co oznacza konieczność utrzymania 1% dokładności w każdej sekundzie. Z uwagi na skokową charakterystykę zasobów odbiorczych nie ma możliwości utrzymania 1% dokładności w każdej sekundzie. Postulujemy weryfikację dokładności w okresach co najmniej 5 minutowych, zgodnie z rozdzielczością punktów BPP.	ENELX	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Postanowienia punktu, do którego zgłoszona została uwaga nie są przedmiotem Karty aktualizacji nr 5 i nie są powiązane z zakresem merytorycznym wprowadzanych zmian. W związku z powyższym, OSP weźmie pod uwagę zgłoszone postulaty i rozważy możliwość ich uwzględnienia na etapie dalszych prac związanych z rozwojem RB.
K2	3.6.3. 7.	Wprowadzenie maksymalnego gradientu aktywacji i dezaktywacji mocy zadanej w automatycznej regulacji wtórnej (aFRR), ograniczonego do wartości wynikającej z podzielenia kwalifikowanego zakresu regulacji przez 2,5 minuty, w praktyce ogranicza możliwość pełnego wykorzystania technicznych zdolności regulacyjnych jednostek wyposażonych w szybkie układy energoelektroniczne (w tym magazynów energii), zdolnych do aktywacji w czasie rzędu sekund. Rozumiemy przesłankę OSP dotyczącą stabilności lokalnej sieci oraz systemu jako całości, niemniej wnosimy o: udostępnienie analizy technicznej lub studium stabilności uzasadniającego przyjętą wartość progową (kwalifikowany zakres regulacji / 2,5 minuty), w tym wskazanie, czy próg ten był konsultowany z uczestnikami rynku dysponującymi już aktywami szybko reagującymi; (1) rozważenie mechanizmu okresowego przeglądu/aktualizacji tego parametru w miarę wzrostu udziału jednostek energoelektronicznych w aFRR, względnie ścieżki wnioskowania o indywidualne odstępstwo dla jednostek, których operator wykaże brak negatywnego wpływu na lokalną sieć;	PSME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie:</u> W zakresie wartości maksymalnego gradientu aktywacji i dezaktywacji mocy zadanej w automatycznej regulacji wtórnej (aFRR), OSP wyjaśnia, że określenie go na poziomie „kwalifikowany zakres regulacji / 2,5 minuty”, wynika z konieczności ograniczenia zbyt szybkiej reakcji na polecenia aktywacji aFRR wydawane przez OSP. Do niedawna dostawcami rezerwy aFRR były wyłącznie jednostki ciepłe, u których nie istniał problem zbyt szybkiej aktywacji mocy. Dlatego postanowienia IRiESP wskazywały, że aktywacja mocy w ramach regulacji powinna się odbywać z gradientem nie mniejszym niż wynikający z podzielenia pełnego zakresu regulacji przez 5 minut. Zważywszy na pojawiające się w systemie nowe źródła regulacyjne o bardzo szybkim naborze i redukcji mocy (MEE), zaistniała konieczność wprowadzenia ograniczeń w tym zakresie. W związku z powyższym, dla właściwego

	(2) doprecyzowanie, czy analogiczne ograniczenie gradientu maksymalnego rozważane jest OSP także dla mFRRd/mFRRn, czy wprowadzana zmiana dotyczy wyłącznie aFRR. Uzasadnienie: szybka odpowiedź jest istotnym elementem wartości technicznej i rynkowej magazynów energii świadczących usługi aFRR; nadmiernie konserwatywne ograniczenie gradientu może nieproporcjonalnie obniżać wartość tej usługi bez wykazanej, równoważnej korzyści dla bezpieczeństwa pracy sieci. Dodatkowo zwracamy uwagę, że w innych obszarach synchronicznych Europy (m.in. nordyckim) ryzyko nadmiernie szybkiej/niestabilnej odpowiedzi jednostek szybko reagujących — w tym magazynów energii — jest ograniczane nie poprzez limit maksymalnego gradientu aktywacji, lecz poprzez limit przeregulowania (overshoot) odpowiedzi względem wartości zadanej. Standardowe wymagania techniczne FCR (produktu o odpowiedzi rzędu milisekund — istotnie szybszej niż aFRR) dopuszczają przeregulowanie do 50% w pierwszych 7,5 sekundy i do 20% po tym czasie, przy pełnej aktywacji w 30-60 sekund, nie nakładając przy tym ograniczenia na maksymalną prędkość reakcji. Mechanizm ten pozwala zachować pełną wartość techniczną szybkiej odpowiedzi jednostek energoelektronicznych, ograniczając ryzyko niestabilności poprzez kontrolę kształtu odpowiedzi, a nie jej prędkości. Wnosimy o rozważenie analogicznego podejścia (limit przeregulowania/energii ponad wartość zadaną) jako alternatywy dla wprowadzanego maksymalnego gradientu aktywacji w aFRR, względnie o wyjaśnienie, dlaczego OSP uznał ograniczenie gradientu za właściwsze narzędzie niż ograniczenie przeregulowania stosowane dla FCR w innych obszarach synchronicznych.	prowadzenia regulacji wtórnej aktywującej rezerwę aFRR Kartą aktualizacji nr 5 utrzymano dla aktywacji i dezaktywacji mocy minimalny wymagany gradient na poziomie nominowanego zakresu regulacji podzielonego przez 5 minut oraz wprowadzono maksymalny dopuszczalny gradient na poziomie kwalifikowanego zakresu regulacji podzielonego przez 2,5 minuty. Wprowadzenie maksymalnego gradientu na takim poziomie, jest już wyjściem naprzeciw oczekiwaniom podmiotów chcących wykorzystać techniczne zdolności regulacyjne jednostek wyposażonych w szybkie układy energoelektroniczne (w tym MEE), przy zachowaniu bezpiecznego prowadzenia regulacji w KSE. Maksymalny gradient aktywacji i dezaktywacji mocy był konsultowany ze wszystkimi użytkownikami systemu w ramach konsultacji Karty aktualizacji nr 5. Inni użytkownicy systemu nie zgłosili zastrzeżeń do tego ograniczenia. <u>W odniesieniu do postulatów z pkt (1) uwagi:</u> OSP wyjaśnia, iż celem aktywacji rezerwy aFRR jest kompensacja uchybu obszarowego, w sposób zapewniający bezpieczną pracę KSE. Czas pełnej aktywacji rezerwy aFRR wynosi 5 minut. Z punktu widzenia prowadzenia regulacji w KSE, reakcja zbyt szybka jest dla systemu równie niekorzystna jak reakcja zbyt wolna. Bardzo szybkie odpowiedzi w torze regulacji wtórnej mogłyby spowodować brak stabilności sieci lokalnej oraz KSE jako całości. Aktywacje rezerwy aFRR jednostek grafikowych (JG) wszystkich typów muszą być ze sobą skorelowane. Wymiana aktywacji rezerw pomiędzy JG, tj. aktywacja na jednych i dezaktywacja na innych, musi się odbywać niezależnie od typu lub zasobu aktywującego rezerwę.
--	---	--

				Aby to było możliwe nie można dopuścić do zróżnicowania sposobu (szybkości) prowadzenia regulacji mocy w zależności od rodzaju i możliwości technicznych zasobu, musi być ona prowadzona w ustalony jednolity sposób i w ściśle określonych granicach. Brak zapewnienia tego warunku może doprowadzić do powstania niebilansowania KSE. Należy zaznaczyć, że oprócz rezerwy aFRR i mFRR, jest jeszcze rezerwa mocy FCR, która ma zupełnie inny charakter od rezerwy aFRR i mFRR. Rezerwa FCR aktywowana jest bezpośrednio w zależności od zmian częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, co oznacza, że w przypadku skokowej zmiany częstotliwości, oczekiwana jest również bardzo szybka skokowa zmiana mocy. W związku z powyższym na ten moment OSP nie przewiduje zwiększenia dopuszczalnego gradientu aktywacja i dezaktywacja mocy dla rezerwy aFRR. <u>W odniesieniu do pytania z pkt (2) uwagi:</u> OSP wyjaśnia, iż wprowadzana zmiana dotyczy wyłącznie rezerwy aFRR. W przypadku rezerwy mFRRd jednostka grafkowa jest obowiązana zmieniać obciążenie zgodnie z rampą wypadkową wynikającą z polecenia aktywacji przez cały okres rampowania, zgodnie z modelem wymiany energii na platformie MARI.
K3	3.6.4.3. 2. <i>(uwaga omyłkowo zgłoszona w tabeli do IRIESP - Bilansowanie)</i>	Postulujemy wprowadzenie podobnego rozwiązania również w odniesieniu do regulacji trójnej dla jednostek JGO oraz JGA składających się z zasobów odbiorczych. Jednostki takie charakteryzują się skokową zmianą mocy i nie są w stanie realizować quasi-liniowej zmiany obciążenia bazowego.	ENELX	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K1.</u>

K4	3.6.5. <i>(uwaga omyłkowo zgłoszona w tabeli do IRiESP - Bilansowanie)</i>	Wymogi dotyczące zmiany obciążenia bazowego zakładają quasi-liniową zmianę pomiędzy punktami BPP z wąską tolerancją rzędu 1% podczas czasu pełnej aktywacji. Taka charakterystyka jest naturalna dla bloków węglowych i gazowych, jednak dla zasobów odbiorczych zgrupowanych w JGO i JGA stanowi wymóg niemożliwy do spełnienia. Procesy przemysłowe charakteryzują się skokowym profilem poboru mocy, wynikającym z załączania i odstawiania pieców, pomp czy ciągów produkcyjnych. Oczekiwanie quasi-liniowej redukcji zapotrzebowania z tolerancją na poziomie 1% w każdym momencie całkowicie pomija tę specyfikę.	ENELX	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K1.</u>
K5	5.5.3.	Zaproponowane zmiany w zakresie wymagań dla WL LFC i WL SOWE są korzystnymi zmianami z punktu widzenia uczestników rynku, biorąc pod uwagę urealnienie wymagań i brak nadmienionych inwestycji w infrastrukturę sprzętową nawet dla niewielkich zasobów, lecz przyłączonych do sieci przesyłowej, a tym samym podlegających pod definicję JWCD. Zaproponowane zmiany wymagają jednakże wyjaśnienia w kontekście przyjętych określeń WL LFC i WL SOWE. Czy należy rozumieć, że określenie WL LFC jest zależne od lokalizacji tych węzłów? Alternatywnie, czy WL LFC jest przynależne do węzłów, które obsługują JG podlegające pod kryterium mocowe JWCD (500 MW dla zasobu lub grupy zasobów w ZWE).	TGPE	<u>Wyjaśnienie:</u> <u>W odniesieniu do pierwszego pytania z uwagi</u>, OSP potwierdza, że określenie WL LFC jest zależne od lokalizacji tych węzłów. Rozwiązanie jest spójne z zasadami zawartymi w Załączniku nr 2 do WDB. <u>W odniesieniu do drugiego pytania z uwagi</u>, OSP wyjaśnia, że WL LFC jest przynależny do węzłów, które obsługują JG utworzone z MWE o statusie JWCD, spełniające kryteria mocowe określone w pkt (a) i (b), tj. dla których moc maksymalna pojedynczego MWE jest równa lub większa niż 500 MW, lub suma mocy maksymalnych wszystkich MWE o statusie JWCD na terenie ZWE jest równa lub większa niż 500 MW. Jeśli węzeł zewnętrzny LFC zlokalizowany jest na terenie ZWE, który nie ma MWE podlegających obowiązkowi przyłączenia do WL LFC (nie spełniają kryteriów wskazanych powyżej), to taki węzeł LFC należy traktować jak WW LFC, do którego mają zastosowanie większe limity ilościowe i mocowe przyłączonych JG, zgodnie ze standardami systemu LFC publikowanymi na stronie internetowej OSP.

				W związku z powyższym wyjaśnieniem, celem właściwego rozumienia różnicy pomiędzy WL LFC a WW LFC, w pkt 5.5.3. 4. dodaje się pkt (5) i (6) w brzmieniu: (5) w przypadku MWE typu FW lub PV dopuszcza się lokalizację WL LFC w zdalnym centrum zarządzania i nadzoru tego MWE; (6) w przypadku gdy: (a) WZ LFC zlokalizowany jest na terenie ZWE lub w przypadku MWE typu FW lub PV w zdalnym centrum zarządzania i nadzoru tego MWE, oraz (b) do tego WZ LFC nie są przyłączane JG utworzone z MWE o statusie JWCD, spełniające kryteria określone w pkt 2. (1), to węzeł taki traktuje się jako WW LFC.
K6	5.5.3. 2. (2)	Z zadowoleniem odnotowujemy złagodzenie wymagań przyłączeniowych do systemu LFC dla jednostek grafikowych innych niż duże jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (próg 500 MW), w tym dopuszczenie wykorzystania węzłów wyniesionych (WW LFC) w miejsce węzłów lokalnych (WL LFC). Zmiana ta powinna obniżyć barierę wejścia dla mniejszych i średnich dostawców usług bilansujących, w tym magazynów energii. W celu umożliwienia rzetelnego planowania inwestycyjnego przez uczestników rynku, wnosimy o: (1) publikację orientacyjnych kosztów oraz czasu realizacji przyłączenia poprzez WW LFC w porównaniu do WL LFC — dokument wyjaśniający wskazuje jedynie ogólnie na obniżenie nakładów inwestycyjnych, bez wartości referencyjnych; (2) doprecyzowanie sposobu liczenia progu 500 MW, o którym mowa w pkt 2.(1), dla portfeli JG tworzonego z rozproszonych zasobów (np. kilku magazynów energii)	PSME	<u>Uwaga została uwzględniona częściowo</u> <u>Patrz odpowiedź na uwagę nr K5.</u> <u>W odniesieniu do postulatu z pkt (1) uwagi:</u> Istotnym złagodzeniem obecnych wymagań jest odstąpienie od obowiązku posiadania WL LFC przez JG niespełniające kryterium mocowego tj. niewielkich zasobów, lecz przyłączonych do sieci przesyłowej, a tym samym podlegających pod definicję JWCD. Te jednostki mogą przyłączać się do istniejących WW LFC nie ponosząc kosztu budowania własnego WL LFC. OSP nie jest dostawcą węzłów lokalnych ani wyniesionych LFC i nie posiada informacji niezbędnych do określenia orientacyjnych kosztów oraz czasu realizacji przyłączenia poprzez WW LFC w porównaniu do WL LFC. Z posiadanych informacji na koszt i czas

		nieprzypisanych do jednego ZWE — w szczególności, czy sumowanie mocy odnosi się wyłącznie do jednostek na terenie jednego ZWE, czy może objąć również zagregowane portfele zlokalizowane w różnych miejscach; (3) potwierdzenie, że standardy systemu LFC, o których mowa w pkt 3. i 4. niniejszego podrozdziału, nie będą w praktyce odtwarzać dotychczasowych, bardziej restrykcyjnych wymagań właściwych dla WL LFC w odniesieniu do WW LFC, skoro pkt 5.5.2. wskazuje na tożsamą funkcjonalność obu typów węzłów. Uzasadnienie: przewidywalność kosztów i terminów przyłączenia do systemu LFC ma bezpośredni wpływ na bankowalność projektów magazynów energii planujących świadczenie usług aFRR/mFRR w Polsce.	realizacji w zasadniczy sposób rzutuje zakres implementacji WZ LFC, zakres integracji z systemem sterowania JG i oczekiwania zamawiającego. Pozostaje to kwestią rynkową, na którą OSP nie ma wpływu. <u>W odniesieniu do postulatu z pkt (2) uwagi:</u> OSP wyjaśnia, iż do wyznaczania kryterium mocowego progu 500 MW, o którym mowa w pkt 2.(1), wliczane są wyłącznie MWE o statusie JWCD zlokalizowane w ramach pojedynczego ZWE. Do wyznaczenia kryterium mocowego nie są wliczane JG tworzone z rozproszonych zasobów nieprzypisanych do jednego ZWE, niezależnie od ich statusu. <u>W odniesieniu do postulatu z pkt (3) uwagi:</u> OSP potwierdza, że zmiany w IRiESP i WDB zostały wprowadzone w celu łagodzenia wymagań, dlatego ich zaostrożenie lub utrzymywanie dotychczasowych, bardziej restrykcyjnych wymagań w standardach LFC byłoby działaniem nieracjonalnym. W związku z tym potwierdzamy, że standardy systemu LFC, o których mowa w pkt 3. i 4. pkt 5.5.3. w odniesieniu do WW LFC, nie będą odtwarzać dotychczasowych, bardziej restrykcyjnych wymagań właściwych dla WL LFC, mimo, że pkt 5.5.2. 1. (5) wskazuje na tożsamą funkcjonalność obu typów tych węzłów.
--	--	--	--

3.3. Uwagi szczegółowe do IRiESP – Bilansowanie

Uwagi zgłoszone do tej części IRiESP, były zgłoszone omyłkowo, gdyż dotyczyły punktów IRiESP - Korzystanie.

4. Specyfikacja zmian wynikających z procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 5

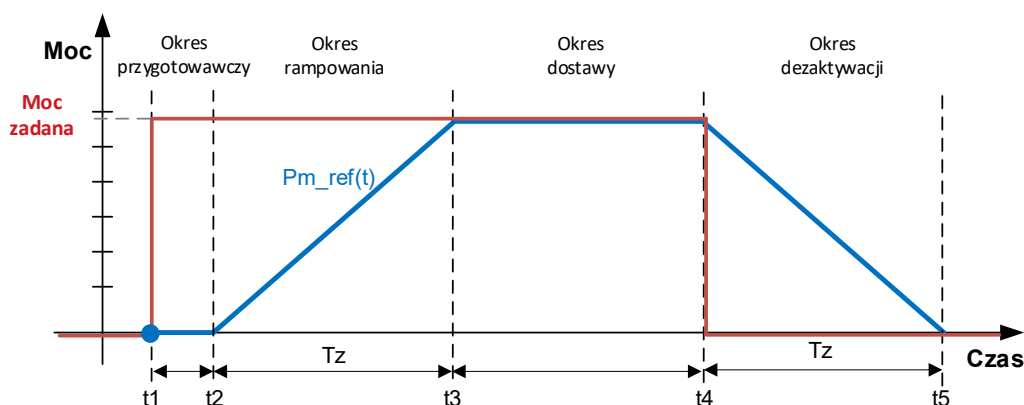
Zważywszy na stanowisko OSP przedstawione w pkt 3. niniejszego raportu, stanowiące odpowiedź na uwagi zgłoszone przez użytkowników systemu w toku konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 5, OSP dokonał następujących zmian w postanowieniach tej Karty w stosunku do jej projektu opublikowanego i poddanego konsultacjom:

- 1) w pkt 5.5.3. 4. dodaje się pkt (5) i (6) w brzmieniu:
 - (5) w przypadku MWE typu FW lub PV dopuszcza się lokalizację WL LFC w zdalnym centrum zarządzania i nadzoru tego MWE;
 - (6) w przypadku gdy:
 - (a) WZ LFC zlokalizowany jest na terenie ZWE lub w przypadku MWE typu FW lub PV w zdalnym centrum zarządzania i nadzoru tego MWE, oraz
 - (b) do tego WZ LFC nie są przyłączane JG utworzone z MWE o statusie JWCD, spełniające kryteria określone w pkt 2. (1),
 to węzeł taki traktuje się jako WW LFC.

5. Specyfikacja zmian wynikających z autokorekty OSP

W Karcie aktualizacji nr 5, przedkładanej Prezesowi URE do zatwierdzenia, OSP dokonał następujących autokorekt jej postanowień w stosunku do projektu opublikowanego i poddanego konsultacjom:

- 1) W pkt 3.6.4.2. 1. IRiESP - Korzystanie pkt (2) - (4) otrzymują brzmienie:
 - (2) okres rampowania, dla którego $t_3 - t_2 = 10 \text{ minut}$;
 - (3) okres dostawy, dla którego $5 \leq t_4 - t_3 \leq 20 \text{ minut}$;
 - (4) okres dezaktywacji, dla którego $t_5 - t_4 = 10 \text{ minut}$;



Rysunek 3.6.4.2. 1.

Charakterystyka realizacji mocy zadanej w torze mFRRd

Zmiana wynika z konieczności uspołnienienia nazewnictwa stosowanego w IRiESP z nazewnictwem zastosowanym w Zmianach nr 6 WDB i dokumencie pt. „Wymogi dotyczące produktów specyficznych. Na podstawie: rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania”, przedkładanych Prezesowi URE do zatwierdzenia, w odrębnych postępowaniach administracyjnych. Przedmiotowa zmiana ma charakter redakcyjny w stosunku do brzmienia ww. punktów w projekcie Karty aktualizacji nr 5 poddanym konsultacjom z użytkownikami systemu.

- 2) W pkt 3.6.4.2. 1. (5) IRiESP - Korzystanie wzór otrzymuje postać:

$$V_{mFRRd(i)} = \frac{P_{t3} - P_{t2}}{T_z} = - \frac{P_{t5} - P_{t4}}{T_z}$$

Zmiana polega na usunięciu oczywistej omyłki we wzorze, poprzez wprowadzenie znaku „-” w drugim członie wzoru. Bez wprowadzenia tego znaku we wzorze, gradient dezaktywacji mocy zadanej mFRRd przyjmowałby wartość ujemną, co jest oczywista omyłką. Wprowadzone uzupełnienie nie zmienia charakterystyki zmiany mocy opisanej tym wzorem i przedstawionej na Rysunku 3.6.4.2. 1. IRiESP - Korzystanie.

- 3) W pkt 3.6.4.3. IRiESP - Korzystanie skreśla się treść pkt 1. i 2., a w ich miejsce wprowadza się pkt 1. w brzmieniu:

1. *Wymagania w zakresie mFRRn są określone w wymagach dotyczących produktów specyficznych opracowanych na podstawie art. 26 ust. 1 EB GL.*

Zmiana wynika z opracowania przez OSP, poddania do konsultacji społecznych oraz przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia, w odrębnym postępowaniu administracyjnym, dokumentu pt. „Wymogi dotyczące produktów specyficznych. Na podstawie: rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania”. Dokument ten szczegółowo reguluje kwestie wymagań dla produktów specyficznych wprowadzane jednocześnie Kartą aktualizacji nr 5 do IRiESP i jest zatwierdzany przez Prezesa URE, w związku z tym niewłaściwym jest przedkładanie Prezesowi URE do zatwierdzenia tego samego zakresu wymagań w dwóch różnych dokumentach. Dokumentem do tego dedykowanym są „Wymogi dotyczące produktów specyficznych”, a IRiESP powinna jedynie odnosić się do tego dokumentu.