

DOKUMENT WYJAŚNIAJĄCY

do Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania

Data przygotowania: 22 września 2026 r.

Niniejszy dokument wyjaśniający składa się z opisu przedmiotu, przyczyny i planowanego terminu wejścia w życie zmian Warunków Dotyczących Bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (dalej: „WDB”), zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) decyzjami o znaku DRR.WRE.744.17.2023.ŁW z dnia 27 września 2023 r. i z dnia 26 stycznia 2024 r. oraz zmienionych decyzjami Prezesa URE o znakach DRR.WRE.744.5.2024.JKo1 z dnia 16 maja 2024 r. i z dnia 31 maja 2024 r., DRR.WRE.744.20.2024.ŁW z dnia 19 lutego 2025 r., DRR.WRE.744.3.2025.AOr z dnia 28 maja 2025 r., DRR.WRE.744.4.2026.AOr z dnia 23 lutego 2026 r. oraz DRR.WRE.744.22.2026.PBo2 z dnia 12 sierpnia 2026 r. – określonych w Zmianach nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej: „Zmiany nr 6/2026 WDB”).

Dokument wyjaśniający nie stanowi integralnej części Zmian nr 6/2026 WDB i nie może być podstawą praw ani obowiązków Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., jako operatora systemu przesyłowego (dalej: „OSP”), ani użytkowników systemu, a także nie jest przedmiotem zatwierdzania przez Prezesa URE w ramach postępowania administracyjnego dotyczącego Zmian nr 6/2026 WDB.

PRZEDMIOT ZMIAN

Modyfikacje zawarte w Zmianach nr 6/2026 WDB obejmują:

- Wprowadzenie zasad integracji polskiego rynku bilansującego z europejską platformą wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (dalej: „platforma mFRR”), o której mowa w art. 20 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (dalej: „rozporządzenie 2017/2195”);
- Dostosowanie zasad świadczenia produktu standardowego rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (mFRRd^G i mFRRd^D) do potrzeb wymiany energii bilansującej na platformie mFRR;

Dokument wyjaśniający do Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania

- Dodanie produktu niestandardowego rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego ($mFRRn^G$ i $mFRRn^D$);
- Wprowadzenie możliwości określania dobowego (DLOM) i godzinowego (GLOM) limitu oferowanej mocy w ofertach portfolio na moce bilansujące (OPMB);
- Wprowadzenie ofert na energię bilansującą z FRR;
- Zmianę warunków poprawności programów pracy w zakresie grafików mocy bilansujących $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ oraz określenie tych warunków poprawności w zakresie grafików mocy bilansujących $mFRRn^G$ i $mFRRn^D$;
- Zmianę zasad wyznaczania cen w zagregowanych ofertach na energię bilansującą z $aFRR^G$ ($ZOEB^{aFRRG}$) i $aFRR^D$ ($ZOEB^{aFRRD}$);
- Zmianę zasad wyznaczania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji $aFRR^G$ i $aFRR^D$ w okresach braku udziału OSP w platformie aFRR;
- Zmianę zasad wyznaczania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ w okresach udziału i braku udziału OSP w platformie mFRR;
- Zmianę zasad rozliczeń rezerwy operacyjnej w zakresie rezerwy operacyjnej wynikającej z aktywacji $aFRR^D$;
- Zmianę zakresu udostępnianych danych rozliczeniowych dostawcom usług bilansujących;
- Rozszerzenie zakresu publikowanych danych;
- Zmianę i doprecyzowanie zasad działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek grafików;
- Doprecyzowanie zasad przekazywania informacji o koncesji uczestnika rynku bilansującego (URB) i zgłaszania przez podmioty rynku bilansującego (RB) reklamacji powstałych na gruncie WDB;
- Zmianę wymagań dotyczących zakresu regulacyjności JG.

Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (platforma mFRR)

Platforma mFRR została uruchomiona przez operatorów systemów przesyłowych, zgodnie z art. 20 rozporządzenia 2017/2195, aby ułatwić integrację rynków bilansujących w Europie. Podstawową funkcją platformy mFRR jest optymalizacja aktywacji energii bilansującej z mFRR na podstawie list rankingowych ofert na energię bilansującą z mFRR przekazanych przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych uczestniczących w platformie mFRR w celu efektywnego pod względem ekonomicznym pokrycia zapotrzebowań tych operatorów na energię bilansującą z mFRR, przy uwzględnieniu dostępnych zdolności przesyłowych.

Listy rankingowe ofert na energię bilansującą wykorzystywane na platformie mFRR dotyczą produktu standardowego energii bilansującej z mFRR. W przypadku OSP, który stosuje model centralnego dysponowania, tj. model stosowany w Polsce, listy te, zgodnie z art. 27 rozporządzenia 2017/2195, są tworzone w wyniku przekształcenia ofert zintegrowanego procesu grafikowania z uwzględnieniem bieżących uwarunkowań pracy systemu elektroenergetycznego.

Platforma mFRR obsługuje dwa typy aktywacji:

- Planowany – aktywacja następuje w punkcie planowanej aktywacji mFRR dla danego OREB, tj. ok. 7,5 minuty przed rozpoczęciem OREB którego dotyczy aktywacja;
- Bezpośredni – aktywacja dla danego OREB następuje w dowolnym momencie następującym po punkcie planowanej aktywacji mFRR dla danego OREB, i nie później niż w punkcie planowanej aktywacji mFRR dla następnego OREB.

Dla każdego OREB platforma mFRR wyznacza dla poszczególnych obszarów regulacyjnych wielkość pokrytego zapotrzebowania, wielkość energii bilansującej wymienianej pomiędzy obszarami regulacyjnymi oraz wskazuje wolumeny z poszczególnych ofert, które należy aktywować.

Platforma mFRR wyznacza ceny energii bilansującej z mFRR osobno dla aktywacji planowanych oraz aktywacji bezpośrednich w górę i w dół, jeżeli miały one miejsce. Ceny te są stosowane do rozliczeń pomiędzy operatorami systemów przesyłowych w odniesieniu do energii bilansującej wymienianej na platformie mFRR pomiędzy obszarami regulacyjnymi tych operatorów. Ceny te są również stosowane do rozliczeń z dostawcami usług bilansujących w odniesieniu do energii bilansującej aktywowanej na platformie mFRR.

Zmiany nr 6/2026 WDB wprowadzają zasady integracji polskiego rynku bilansującego z platformą mFRR. Zasady te dotyczą:

- Wyznaczania list rankingowych w postaci zagregowanych ofert na energię bilansującą z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną w górę i w dół na potrzeby przekazania ich na platformę mFRR;
- Wyznaczania zapotrzebowania na energię bilansującą z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną do pokrycia w ramach platformy mFRR;
- Uwzględniania wyników platformy mFRR w procesie odbudowy częstotliwości KSE i w rozliczeniach energii bilansującej z dostawcami usług bilansujących;

Dostosowanie zasad świadczenia produktu standardowego rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (mFRRd^G i mFRRd^D) do potrzeb wymiany energii bilansującej na platformie mFRR

Zasady aktywacji energii bilansującej z rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (mFRRd^G i mFRRd^D) zostają dostosowane do zasad obowiązujących dla produktu standardowego wymienianego na platformie mFRR:

- Usuwa się ograniczenie limitujące aktywację energii bilansującej z mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D nabytych w ramach rynku mocy bilansujących (RMB) do wielkości wynikającej z maksymalnych nabytych wielkości odpowiednio mFRRn^G lub mFRRn^D w OREB w dobie handlowej trwających łącznie 2 godziny;
- W ramach rozliczeń na RB przyjmuje się realizację aktywacji energii bilansującej z mFRRd^G i mFRRd^D zgodną z referencyjnym modelem aktywacji dla produktu standardowego wymienianego na platformie mFRR, tj. bez możliwości szybszej realizacji aktywacji i dezaktywacji mFRRd^G i mFRRd^D niż jest to przewidziane w modelu referencyjnym.

Dodanie produktu niestandardowego rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (mFRRn^G i mFRRn^D)

Do katalogu usług bilansujących, obok produktu standardowego mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D wprowadza się produkt niestandardowy mFRRn^G i mFRRn^D.

Produkt niestandardowy mFRRn^G i mFRRn^D może być świadczony wyłącznie przez JG_{M1} utworzone z MWE ESP.

Najistotniejsze różnice pomiędzy produktem niestandardowym mFRRn^G i mFRRn^D a produktem standardowym mFRRd^G i mFRRd^D dotyczą następujących kwestii:

- Energia bilansująca z mFRRn^G i mFRRn^D nie jest wymieniana na platformie mFRR i jej rozliczenie następuje w ramach rozliczenia całej energii bilansującej aktywowanej z produktów niewymienianych na europejskich platformach wymiany energii bilansującej;
- W przypadku mocy bilansującej mFRRn^G i mFRRn^D nabytej w ramach RMB obowiązuje ograniczenie limitujące aktywację energii bilansującej z tej mocy do wielkości wynikającej z maksymalnych nabytych wielkości odpowiednio mFRRn^G lub mFRRn^D w OREB w dobie handlowej trwających łącznie 2 godziny;
- Dopuszczalna jest szybsza realizacja aktywacji i dezaktywacji mFRRn^G i mFRRn^D względem referencyjnego modelu aktywacji dla produktu standardowego mFRRd.

Wprowadzenie możliwości określania dobowego (DLOM) i godzinowego (GLOM) limitu oferowanej mocy w ofertach portfolio na moce bilansujące (OPMB)

W zgłoszeniu OPMB wprowadza się możliwość określenia:

- Dla każdej OPMB: dobowego limitu oferowanej mocy (DLOM) oznaczającego maksymalną wielkość mocy bilansujących, która może być łącznie pozyskana w wyniku wykorzystania danej OPMB w zakresie wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy i wszystkich ONMB^P doby handlowej;
- Dla każdej OPMB i każdego ONMB^P doby handlowej: godzinowego limitu oferowanej mocy (GLOM) oznaczającego maksymalną wielkość mocy bilansujących, która może być łącznie pozyskana w wyniku wykorzystania danej OPMB w zakresie wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy dla danego ONMB^P doby handlowej.

Określenie wartości DLOM i GLOM jest opcjonalne. Jeżeli dla danej OPMB i danego ONMB^P zostanie określona wartość GLOM, to dla żadnego typu rezerwy mocy nie może zostać określona cena ofertowa pozyskania mocy jako RR (COMRR).

Wdrożenie obsługi DLOM i GLOM w procesie nabywania mocy bilansujących w ramach RMB nastąpi nie później niż 6 miesięcy od dnia wejścia w życie Zmian nr 6/2026 WDB, a informacja o dobie handlowej, od której te wielkości będą uwzględniane zostanie opublikowana przez OSP nie później niż 14 dni przed rozpoczęciem tej doby.

Wprowadzenie ofert na energię bilansującą z FRR (OEB^{FRR})

W ramach procesu zgłaszania danych handlowych i technicznych na rynku bilansującym dnia następnego (RBN) wprowadza się obowiązek zgłaszania ofert na energię bilansującą z FRR (OEB^{FRR}) dla JG, które są kwalifikowane do świadczenia aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G lub mFRRd^D.

OEB^{FRR} zawiera ceny ofertowe (osobno dla kierunku generacji i poboru w przypadku JG_M) dla typów rezerwy mocy aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G lub mFRRd^D, do świadczenia których dana JG jest kwalifikowana (w danym kierunku w przypadku JG_M). Ceny te muszą być zgodne z limitami cenowymi, które obecnie obowiązują dla cen ofertowych z OEB.

OEB^{FRR} mogą być aktualizowane w ramach rynku bilansującego dnia bieżącego (RBB) z uwzględnieniem tych samych warunków poprawności, które dotyczą zgłoszeń OEB^{FRR} w ramach RBN.

Ceny ofertowe z OEB^{FRR} są wykorzystywane do utworzenia zagregowanych ofert na energię bilansującą z odpowiednio aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G lub mFRRd^D, które są z kolei przekazywane na europejskie platformy bilansujące aFRR i mFRR. Ceny ofertowe z OEB^{FRR} są również wykorzystywane w przypadku lokalnej aktywacji energii bilansującej z aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G lub mFRRd^D w okresach braku udziału odpowiednio w platformie aFRR lub mFRR.

Dla każdej JG, która jest kwalifikowana do świadczenia aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G lub mFRRd^D, jest obowiązek zdefiniowania w umowie przesyłania zastępczej OEB^{FRR}, która jest wykorzystywana do wyznaczenia przyjętej OEB^{FRR} w ramach RBN w przypadku braku zgłoszenia OEB^{FRR} w ramach RBN lub odrzucenia niepoprawnego zgłoszenia OEB^{FRR} w ramach RBN.

Zmiana warunków poprawności programów pracy w zakresie grafików mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D oraz określenie tych warunków poprawności w zakresie grafików mocy bilansujących mFRRn^G i mFRRn^D

Warunki poprawności grafików mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D dla wszystkich rodzajów JG zostały zmienione w taki sposób, aby nie wymuszać dostępności aktywacji bezpośredniej produktu standardowego wymienianego na platformie mFRR, jeżeli w następnym OREB nie ma grafiku mocy bilansującej odpowiednio mFRRd^G i mFRRd^D o co najmniej takiej samej wielkości.

Dodatkowo, w przypadku gdy mFRRd^G lub mFRRd^D jest świadczony przez JG_{M1} poprzez odstawienie albo przy zerowej mocy obciążenia w danym lub poprzednim OREB, to związany z tym niezerowy grafik mocy bilansującej odpowiednio mFRRd^G lub mFRRd^D nie może być mniejszy niż:

- Moc minimalna JG_{M1} dla kierunku generacji lub poboru w przypadku świadczenia odpowiednio mFRRd^D lub mFRRd^G poprzez odstawienie;
- Moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji dla danego lub poprzedniego OREB w przypadku świadczenia mFRRd^G przy zerowej mocy obciążenia JG_{M1} dla odpowiednio danego lub poprzedniego OREB; albo
- Moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru dla danego lub poprzedniego OREB w przypadku świadczenia mFRRd^D przy zerowej mocy obciążenia JG_{M1} dla odpowiednio danego lub poprzedniego OREB.

Wraz z powyższym nowym warunkiem poprawności grafików mocy bilansującej mFRRd^G lub mFRRd^D dla JG_{M1} określającym minimalną wielkość grafiku wprowadza się możliwość rozgrafikowania w ramach RBN na JG danego DUB większej wielkości mocy bilansującej mFRRd^G lub mFRRd^D niż została zakontraktowana od tego DUB w ramach RMB. W tym celu należy użyć znacznika zakontraktowania mocy bilansującej (ZZMB), którego zastosowanie, ograniczone dotychczas wyłącznie do typu rezerwy mocy FCR^G i FCR^D, zostaje rozszerzone do typów rezerwy mocy mFRRd^G, mFRRd^D, mFRRn^G i mFRRn^D. Należy określić wartość ZZMB równą 1 dla jednej wybranej JG_{M1}, dla której zgłoszenie mniejszego (ale nadal niezerowego) grafiku mocy bilansującej spowodowałoby niespełnienie warunku na minimalną wielkość grafiku.

Podobnie jak ma to miejsce obecnie w przypadku stosowania ZZMB dla typu rezerwy mocy FCR^G lub FCR^D, tak również w przypadku mocy bilansującej mFRRd^G lub mFRRd^D ZZMB może mieć wartość 1 tylko dla jednej JG danego DUB i pod warunkiem, że suma grafików mocy bilansujących mFRRd^G lub mFRRd^D dla wszystkich JG danego DUB przekracza wielkość mocy nabytej od DUB w ramach RMB a suma tych grafików dla JG danego DUB z ZZMB równym 0 jest mniejsza niż wielkość mocy nabytej od DUB. O ile jednak ZZMB dla typu rezerwy mocy FCR^G lub FCR^D może być równy 1 dla każdego rodzaju JG, to w przypadku mFRRd^G lub mFRRd^D ZZMB może mieć określoną wartość równą 1 tylko dla JG_{M1}.

W przypadku programów pracy zgłoszonych w ramach RBN wprowadza się też wymaganie, aby grafiki mocy bilansującej tego samego typu rezerwy mocy mFRRd^G lub mFRRd^D miały taką samą wartość we wszystkich OREB należących do tego samego ONMB^P. Ten warunek poprawności dotyczy jedynie grafików mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D przyjmowanych w ramach

RBN. Grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ w PPZ, które zostały zmienione w wyniku aktualizacji PPZ, nie muszą już spełniać tego warunku.

Warunki poprawności grafików mocy bilansujących $mFRRn^G$ i $mFRRn^D$ są takie same jak dla grafików mocy bilansujących $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$, włączając w to wszystkie wyżej wspomniane nowe warunki poprawności dla grafików mocy bilansujących $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ oraz możliwość wykorzystania ZZMB.

Zmiana zasad wyznaczania cen w zagregowanych ofertach na energię bilansującą z $aFRR^G$ ($ZOEB^{aFRRG}$) i $aFRR^D$ ($ZOEB^{aFRRD}$)

W zasadach wyznaczania cen pasm mocy $ZOEB^{aFRRG}$ i $ZOEB^{aFRRD}$ uwzględnia się wprowadzane Zmianami nr 6/2026 WDB oferty na energię bilansującą z FRR (OEB^{FRR}) oraz usuwa się składnik prognozowanej wartości rezerwy operacyjnej.

Zmiana zasad wyznaczania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji $aFRR^G$ i $aFRR^D$ w okresach braku udziału OSP w platformie $aFRR$

Dla okresów braku udziału OSP w platformie $aFRR$ wprowadza się zasady wyznaczania ceny energii bilansującej wynikającej z aktywacji $aFRR$ (CEB^{aFRR}) spójne z zasadami wyznaczania cen energii bilansującej na platformie $aFRR$. Wyznaczanie CEB^{aFRR} będzie odbywało się osobno dla każdego OA^{aFRR} z uwzględnieniem zapotrzebowania na energię bilansującą z $aFRR$ (ZEB^{aFRR}) oraz mocy zadanej $aFRR$ i mocy wykonanej $aFRR$ dla poszczególnych JG.

Zmiana zasad wyznaczania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ w okresach udziału i braku udziału OSP w platformie $mFRR$

Dla okresów udziału OSP w platformie $mFRR$ wprowadza się stosowanie na RB cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ wyznaczonych na platformie $mFRR$ dla polskiego obszaru rynkowego.

Dla okresów braku udziału OSP w platformie $mFRR$ wprowadza się zasady wyznaczania ceny energii bilansującej wynikającej z aktywacji $mFRR$ spójne z zasadami wyznaczania cen energii bilansującej na platformie $mFRR$. Ceny będą wyznaczane osobno dla aktywacji planowanych (CEB^{mFRRdP}) oraz aktywacji bezpośrednich w górę ($CEB^{mFRRdGB}$) i w dół ($CEB^{mFRRdDB}$).

Zmiana zasad rozliczeń rezerwy operacyjnej w zakresie rezerwy operacyjnej wynikającej z aktywacji $aFRR^D$

W rozliczeniach rezerwy operacyjnej zaprzestaje się wyodrębniania rezerwy operacyjnej JG wynikającej z aktywacji $aFRR^D$ na platformie $aFRR$. Cały wolumen rezerwy operacyjnej podlegającej rozliczeniu (ROR) jest rozliczany po cenie rezerwy operacyjnej (COR).

Zmiana zakresu udostępnianych danych rozliczeniowych dostawcom usług bilansujących

W odniesieniu do energii bilansującej zakres udostępnianych danych rozliczeniowych zostaje zaktualizowany o dane dotychczas publikowane, ale niewymienione w WDB. Udostępniane dane rozszerza się dodatkowo o dane związane z energią bilansującą wynikającą z aktywacji mFRRn oraz o dane związane z aktywacjami planowanymi i bezpośrednimi mFRRd.

W odniesieniu do mocy bilansujących zakres udostępnianych danych zostaje rozszerzony o wielkości umożliwiające DUB dokładniejsze prześledzenie rozliczeń mocy bilansujących.

W odniesieniu do rezerwy operacyjnej zakres udostępnianych danych zostaje dostosowany do zmian w rozliczeniach rezerwy operacyjnej wprowadzanych Zmianami nr 6/2026 WDB.

Rozszerzenie zakresu publikowanych danych

Zakres publikowanych danych zostaje rozszerzony o wielkości związane z ofertami na energię bilansującą z FRR (OEB^{FRR}) oraz aktywacjami energii bilansującej z mFRRd.

Ponadto, uwzględniając obowiązek OSP określony w art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy Prawo energetyczne i zapytania kierowane do OSP przez uczestników rynku, wprowadza się obowiązek publikacji na stronie internetowej OSP wykazu zawierającego nazwy (firma) podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (POB) oraz dostawców usług bilansujących (DUB) działających na rynku bilansującym na podstawie obowiązujących umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej.

Zmiana i doprecyzowanie zasad działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek grafikowych

Zmiana zasad działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek grafikowych obejmuje:

- Modyfikację ograniczeń dotyczących mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D dostępnych na JG – ograniczenia zostały dostosowane do zmienionych warunków poprawności grafików mocy bilansującej mFRRd^G i mFRRd^D;
- Uwzględnienie nowego typu mocy bilansujących mFRRn^G i mFRRn^D – zasady działania algorytmów optymalizacji w zakresie mFRRn^G i mFRRn^D są takie same jak w przypadku mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D (dla uproszczenia opisu w załączniku nr 1 do WDB przyjęto, że skróty mFRRd, mFRRd^G oraz mFRRd^D mają szersze znaczenie niż w WDB i obejmują zarówno mFRRd, mFRRd^G oraz mFRRd^D jak i mFRRn, mFRRn^G oraz mFRRn^D);
- Zmianę priorytetów przy spełnianiu wymagań na pokrycie zapotrzebowania na moc oraz rezerwy mocy – zapewnienie wymaganej wielkości mocy bilansujących FCR, aFRR i FRR ma określony wyższy priorytet niż zapewnienie pokrycia zapotrzebowania na moc, które wcześniej miało określony najwyższy priorytet;

- Zastąpienie wymagania na wielkość rezerwy w górę i w dół wymaganiem na wielkość rezerwy mocy odpowiednio RR^G i RR^D – zamiast ograniczenia na wymaganą wielkość rezerwy mocy w górę i w dół, które mogło zostać spełnione w wyniku pozyskania każdego typu rezerwy mocy odpowiednio w górę i w dół, jest zdefiniowane ograniczenie, które wymusza pozyskanie wymaganej wielkości rezerwy mocy odpowiednio RR^G i RR^D .

Ponadto zasady działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek grafikowych zostały doprecyzowane w zakresie:

- Możliwości świadczenia mFRRd i mFRRn przez JG_{M1} w pierwszym OREB po zakończeniu uruchomienia – uzupełniono opis ograniczeń określających moc JG_{M1} dostępną na końcu OREB, w którym JG_{M1} ma stan U^G albo U^P , dla świadczenia odpowiednio mocy bilansującej mFRRd^D (mFRRn^D) albo mFRRd^G (mFRRn^G), aby uwzględnić niezerową wartość tej mocy w przypadku gdy JG_{M1} kończy uruchomienie z mocą obciążenia inną niż moc minimalna w kierunku odpowiednio generacji albo poboru;
- Możliwości świadczenia mFRRd i mFRRn przez JG_{M1} w pierwszym OREB po odstawieniu JG_{M1} – uzupełniono opis ograniczeń określających moc JG_{M1} dostępną na początku OREB, w którym JG_{M1} ma stan R , dla świadczenia mocy bilansującej mFRRd^D (mFRRn^D) albo mFRRd^G (mFRRn^G), aby uwzględnić moc obciążenia JG_{M1} dla poprzedniego OREB w przypadku gdy stan JG_{M1} dla poprzedniego OREB jest równy odpowiednio P^P albo P^G ;
- Możliwości świadczenia mFRRd i mFRRn z postoju przez JG_{M1} utworzoną z MWE ESP – uzupełniono opis ograniczeń dotyczących mocy dostępnych w trakcie postoju JG_{M1} dla świadczenia mocy bilansującej mFRRd^G (mFRRn^G) albo mFRRd^D (mFRRn^D), aby uwzględnić brak możliwości świadczenia danej mocy bilansującej, gdy inna JG_{M1} utworzona z MWE tej samej ESP pracuje w danym OREB w wymuszeniu ze stałą mocą i dla poprzedniego OREB ma odpowiednio ujemną albo dodatnią moc obciążenia;
- Możliwości pracy JG_{M1} utworzonej z MWE ESP w danym kierunku ze względu na pracę wymuszoną ze stałą mocą innej JG_{M1} utworzonej z MWE tej samej ESP – uzupełniono opis ograniczeń dotyczących kierunków pracy JG_{M1} w ESP, aby uwzględnić brak możliwości pracy danej JG_{M1} w kierunku generacji albo poboru, jeżeli inna JG_{M1} związana z tą samą ESP pracuje w danym OREB w wymuszeniu ze stałą mocą i ma stan odpowiednio P^P albo P^G , nawet jeśli w danym OREB ma zerową moc obciążenia.

Doprecyzowanie zasad przekazywania informacji o koncesji URB i zgłaszania przez podmioty RB reklamacji powstałych na gruncie WDB

Przy przekazywaniu informacji o koncesji URB wprowadza się obowiązek dodania adnotacji „Koncesja URB” w przypadku przekazania tej informacji w formie pisemnej lub podania tematu wiadomości „Koncesja URB” w przypadku przekazania tej informacji w formie elektronicznej.

Przy zgłaszaniu reklamacji powstałych na gruncie WDB lub w związku z nimi wprowadza się obowiązek dodania adnotacji „Reklamacja na gruncie WDB” w przypadku zgłoszenia reklamacji

w formie pisemnej lub podania tematu wiadomości „Reklamacja na gruncie WDB” w przypadku zgłoszenia reklamacji w formie elektronicznej.

Zmiana wymagań dotyczących zakresu regulacyjności JG

W wymaganiach dotyczących świadczenia usług bilansujących dopuszcza się możliwość zmiany zakresu regulacyjności, w zależności od składu i konfiguracji pracy JG.

PRZYCZYNA ZMIAN

Platforma mFRR

Zgodnie z art. 20 rozporządzenia 2017/2195 wszyscy operatorzy systemów przesyłowych mają obowiązek wymiany energii bilansującej z mFRR na platformie mFRR. Zasady funkcjonowania platformy mFRR określa zatwierdzony przez ACER dokument pt. „Ramy wdrażania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną”, opracowany na podstawie art. 20 rozporządzenia 2017/2195.

Zmiany nr 6/2025 WDB wprowadzają zasady integracji polskiego rynku bilansującego z platformą mFRR w celu operacyjnego dołączenia do platformy mFRR i tym samym realizacji ww. obowiązku.

Dostosowanie zasad świadczenia produktu standardowego rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (mFRRd^G i mFRRd^D) do potrzeb wymiany energii bilansującej na platformie mFRR

Ze względu na rozpoczęcie wymiany energii bilansującej z mFRRd^G i mFRRd^D na platformie mFRR, niezbędne jest dostosowanie produktów mFRRd^G i mFRRd^D do zasad świadczenia obowiązujących dla produktu standardowego wymienianego na platformie mFRR. Zmiana ma na celu ograniczenie ryzyka OSP wynikającego z ewentualnych niezgodności, jakie mogłyby wystąpić pomiędzy oczekiwaną odpowiedzią na aktywację polecone przez platformę mFRR a rzeczywistym wykonaniem przez JG aktywacji energii bilansującej z mFRRd^G i mFRRd^D.

Dodanie produktu niestandardowego rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (mFRRn^G i mFRRn^D)

Wprowadzenie produktu niestandardowego mFRRn^G i mFRRn^D ma na celu umożliwienie świadczenia usług bilansujących w zakresie nieautomatycznej rezerwy odbudowy częstotliwości przez JG_{M1} utworzone z MWE ESP, które ze względu na swoją specyfikę nie mają możliwości świadczenia mFRRd^G i mFRRd^D w zakresie mocy od 0 MW do mocy minimalnej kwalifikowanej w kierunku generacji i poboru zgodnie z nowymi zasadami dostosowanymi do potrzeb wymiany energii bilansującej z tego produktu na platformie mFRR.

Wprowadzenie możliwości określania dobowego (DLOM) i godzinowego (GLOM) limitu oferowanej mocy w ofertach portfolio na moce bilansujące (OPMB)

Wprowadzenie DLOM i GLOM w OPMB ma celu lepsze odwzorowanie technicznych i ekonomicznych uwarunkowań świadczenia mocy bilansujących przez DUB.

Za pomocą DLOM DUB jest w stanie efektywnie zarządzić ograniczoną możliwością świadczenia mocy bilansujących w całej dobie, np. ze względu na ograniczony potencjał energetyczny zasobów wykorzystywanych do świadczenia mocy bilansujących. Zamiast ograniczać oferowane moce bilansujące w poszczególnych ONMB^P danej doby handlowej tak, aby łącznie nie przekraczały dobowych możliwości ich dostarczenia, DUB może wprost wyrazić to ograniczenie poprzez DLOM jednocześnie oferując w poszczególnych ONMB^P tyle mocy ile jest w stanie dostarczyć bez tego ograniczenia.

Analogicznie, za pomocą GLOM DUB jest w stanie efektywnie zarządzić ograniczoną możliwością świadczenia mocy bilansujących różnego typu w danym ONMB^P, np. ze względu na ograniczoną moc zasobów wykorzystywanych do świadczenia mocy bilansujących.

Stosowanie DLOM i GLOM daje większą elastyczność po stronie podaży mocy bilansujących, co ostatecznie powinno spowodować zwiększenie efektywności ekonomicznej RMB.

Wprowadzenie ofert na energię bilansującą z FRR (OEB^{FRR})

Wprowadzenie ofert na energię bilansującą z FRR pozwala DUB na określenie osobnych cen ofertowych na energię bilansującą z różnych produktów wymienianych na europejskich platformach bilansujących aFRR i mFRR.

Zmiana warunków poprawności programów pracy w zakresie grafików mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D oraz określenie tych warunków poprawności w zakresie grafików mocy bilansujących mFRRn^G i mFRRn^D

Zmiana warunków poprawności grafików mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D ma na celu dokładniejsze odwzorowanie wymogów dotyczących standardowego produktu mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D oraz uwarunkowań technicznych świadczenia mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D przez JG_{M1}.

Wprowadzenie obowiązku określenia tego samego grafiku mocy bilansującej mFRRd^G i mFRRd^D w poszczególnych OREB danego ONMB^P ma na celu ograniczenie częstości zmiany składu JG świadczących mFRRd^G i mFRRd^D pomiędzy kolejnymi OREB.

Zastosowanie identycznych warunków poprawności grafików mocy bilansujących mFRRn^G i mFRRn^D jak dla mFRRd^G i mFRRd^D odzwierciedla takie same uwarunkowania i potrzeby OSP w zakresie świadczenia mocy bilansujących mFRRn^G i mFRRn^D oraz mFRRd^G i mFRRd^D.

Zmiana zasad wyznaczania cen w zagregowanych ofertach na energię bilansującą z aFRR^G (ZOEB^{aFRRG}) i aFRR^D (ZOEB^{aFRRD})

W związku z wprowadzeniem dedykowanych ofert na energię bilansującą z FRR (OEB^{FRR}) ceny pasm mocy ZOEB^{aFRRG} i ZOEB^{aFRRD} wyznacza się w oparciu o OEB^{FRR}. Upraszcza to zasady wyznaczania cen pasm mocy ZOEB^{aFRRG} i ZOEB^{aFRRD}, w tym uniezależnia je od aktywacji energii bilansującej poza platformą przed okresem wyznaczania cen pasm ZOEB^{aFRRG} i ZOEB^{aFRRD}.

Zaprzestaje się stosowania składnika prognozowanej wartości ceny rezerwy operacyjnej w cenach pasm ZOEB^{aFRRG} i ZOEB^{aFRRD} w związku ze zmianą Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (t.j. Dz. U. z 2025 r. poz. 919 z późn. zm.) dokonaną rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 15 maja 2026 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 668), dalej „Rozporządzenie zmieniające”.

Zmiany nr 6/2026 WDB w powołanym zakresie stanowią wykonanie obowiązku OSP określonego w § 2 ust. 1 Rozporządzenia zmieniającego.

Zmiana zasad wyznaczania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji aFRR^G i aFRR^D w okresach braku udziału OSP w platformie aFRR

W związku z wprowadzeniem OEB^{FRR} wprowadza się osobną wycenę energii bilansującej z aFRR, niezależną od ilości energii bilansującej aktywowanej z produktów nie wymienianych na platformach bilansujących, również w okresach braku udziału w platformie aFRR.

Celem zmiany jest ujednolicenie zasad wyceny energii bilansującej z aFRR niezależnie od udziału OSP w platformie aFRR.

Zmiana zasad wyznaczania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji mFRRd^G i mFRRd^D w okresach udziału i braku udziału OSP w platformie mFRR

W związku z wprowadzeniem OEB^{FRR} wprowadza się osobną wycenę energii bilansującej z mFRRd, niezależną od ilości energii bilansującej aktywowanej z produktów nie wymienianych na platformach bilansujących.

W okresach udziału OSP w platformie mFRR ceny energii bilansującej z mFRRd będą równe odpowiednim cenom energii bilansującej z mFRR określonym na platformie mFRR. W okresach braku udziału OSP w platformie mFRR ceny energii bilansującej z mFRRd będą wyznaczone przez OSP w sposób spójny z zasadami wyznaczania cen przez platformę mFRR.

Celem zmiany jest uwzględnienie udziału w platformie mFRR oraz ujednolicenie zasad wyceny energii bilansującej z mFRR również w okresach braku udziału OSP w platformie mFRR.

Zmiana zasad rozliczeń rezerwy operacyjnej w zakresie rezerwy operacyjnej wynikającej z aktywacji aFRR^D

Zmianę wprowadza się w związku z usunięciem składnika prognozowanej wartości ceny rezerwy operacyjnej w zasadach wyznaczania cen w zagregowanych ofertach na energię bilansującą z aFRR^G (ZOEB^{aFRR^G}) i aFRR^D (ZOEB^{aFRR^D}). Brak uwzględnienia tego składnika w ZOEB^{aFRR^G} i ZOEB^{aFRR^D} skutkuje brakiem uwzględnienia go w cenie energii bilansującej z aFRR oraz brakiem potrzeby odwzorowywania go w rozliczeniach rezerwy operacyjnej.

Zmiana zakresu udostępnianych danych rozliczeniowych dostawcom usług bilansujących

Celem zmiany jest rozszerzenie zakresu udostępnianych danych rozliczeniowych o wielkości wprowadzane Zmianami nr 6/2026 WDB, uspoźnienie zakresu udostępnianych danych z ich listą określoną w WDB oraz uzupełnienie o wielkości umożliwiające DUB dokładniejsze prześledzenie rozliczeń mocy bilansujących.

Rozszerzenie zakresu publikowanych danych

Celem zmiany jest rozszerzenie zakresu publikowanych danych o wielkości wprowadzane Zmianami nr 6/2026 WDB.

Dodatkowa publikacja na stronie internetowej OSP wykazu nazw POB i DUB ma na celu umożliwienie uczestnikom rynku (w tym w szczególności nowym) identyfikację podmiotów będących POB lub DUB, nawiązanie współpracy i skorzystanie z ich usług, przez co przyczyni się to do zwiększenia konkurencji i rozwoju usług świadczonych przez POB i DUB na rzecz innych uczestników rynku energii.

Zmiana i doprecyzowanie zasad działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek graficznych

Zmiana zasad działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek graficznych w zakresie modyfikacji ograniczeń dotyczących mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D dostępnych na JG oraz uwzględnienia nowych typów rezerwy mocy mFRRn^G i mFRRn^D ma celu odwzorowanie w algorytmach optymalizacji zmian wprowadzonych w warunkach poprawności grafików mocy bilansujących mFRRd^G i mFRRd^D oraz określenie zasad działania tych algorytmów w zakresie nowych produktów mFRRn^G i mFRRn^D. Pozostałe zmiany wynikają z doświadczeń OSP w stosowaniu algorytmów optymalizacji w procesie planowania pracy jednostek graficznych i konieczności ich dostosowania do potrzeb KSE.

Natomiast doprecyzowania w tych zasadach mają na celu uwzględnienie szczególnych przypadków dotyczących świadczenia mFRRd i mFRRn przez JG_{M1} oraz braku możliwości pracy JG_{M1} w ESP w przeciwnych kierunkach.

Doprecyzowanie zasad przekazywania informacji o koncesji URB i zgłaszania przez podmioty rynku bilansującego reklamacji powstałych na gruncie WDB

Doprecyzowanie zasad przekazywania informacji o koncesji URB i zgłaszania reklamacji podmiotów RB powstałych na gruncie WDB ma ułatwić proces przetwarzania tych informacji i zgłoszeń po stronie OSP.

Zmiana wymagań dotyczących zakresu regulacyjności JG

Zmiana ma na celu uwzględnienie w warunkach świadczenia usług bilansujących zmieniających się parametrów JG składających się z więcej niż jednego zasobu lub JG utworzonych z bloków gazowo-parowych, tj. uwzględnienie w procesie kwalifikacji zmieniającej się konfiguracji zasobów tworzących JG.

W zależności od bieżącej sytuacji ruchowej tj. konfiguracji zasobów wchodzących w skład JG będących w ruchu mogą zmieniać się podstawowe parametry JG takie jak moc minimalna dyspozycyjna i moc maksymalna dyspozycyjna oraz dostępne zakresy świadczenia usług bilansujących.

PLANOWANY TERMIN WEJŚCIA W ŻYCIE ZMIAN

Data określona przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej Zmiany nr 6/2026 WDB. OSP, składając wniosek o zatwierdzenie Zmian nr 6/2026 WDB, wystąpi do Prezesa URE o określenie daty ich wejścia w życie na dzień 1 grudnia 2026 r.

Dodatek: Przykład wyznaczania cen energii bilansującej z mFRRd

W przykładzie zaprezentowany jest scenariusz aktywacji dla trzech kolejnych OREB (12:30, 12:45 i 13:00).

Oferty na energię bilansującą z mFRRd (pasma $ZOEB^{mFRRG}$ i $ZOEB^{mFRRD}$) dostępne w ramach OREB są przedstawione w tabeli 1. Za wyjątkiem oferty B, która jest dostępna wyłącznie dla OREB 12:30, oraz oferty G, która jest dostępna wyłącznie dla OREB 12:45, wszystkie pozostałe oferty są dostępne do aktywacji dla każdego z OREB.

Oferty A-F są ofertami aktywacji mFRRd^G. Oferta B umożliwia wyłącznie aktywację planowaną ze względu na brak dostępności tej oferty w kolejnym OREB. Pozostałe oferty zarówno aktywację planowaną i bezpośrednią.

Oferty G-I są ofertami aktywacji mFRRd^D. Oferta G umożliwia wyłącznie aktywację planowaną ze względu na brak dostępności tej oferty w kolejnym OREB. Oferty H oraz I zarówno aktywację planowaną i bezpośrednią.

Tabela 1 Pasma ofertowe $ZOEB^{mFRRG}$ i $ZOEB^{mFRRD}$

Oznaczenie oferty	Typ rezerwy	Okres dostawy	Typ aktywacji	Moc [MW]	Cena [EUR/MWh]
A	mFRRd ^G	(12:15; 13:00]	Planowana/ Bezpośrednia	10	300
B	mFRRd ^G	(12:15; 12:30]	Planowana	10	320
C	mFRRd ^G	(12:15; 13:00]	Planowana/ Bezpośrednia	10	350
D	mFRRd ^G	(12:15; 13:00]	Planowana/ Bezpośrednia	10	370
E	mFRRd ^G	(12:15; 13:00]	Planowana/ Bezpośrednia	10	400
F	mFRRd ^G	(12:15; 13:00]	Planowana/ Bezpośrednia	10	500
G	mFRRd ^D	(12:30; 12:45]	Planowana	10	200
H	mFRRd ^D	(12:15; 13:00]	Planowana/ Bezpośrednia	10	50
I	mFRRd ^D	(12:15; 13:00]	Planowana/ Bezpośrednia	10	-100

Dla OREB 12:30 zostało zgłoszone zapotrzebowanie na aktywacje planowane mFRRd^G w wysokości 10 MW. Zapotrzebowanie to zostało pokryte przez aktywację planowaną oferty A.

Oferta A wyznaczyła cenę energii bilansującej wynikającej z aktywacji planowanej mFRRd (CEB^{mFRRdP}) dla OREB 12:30 w wysokości 300 EUR/MWh.

Pomiędzy punktami planowanej aktywacji dla OREB 12:30 i OREB 12:45 zostały zgłoszone dwukrotnie zapotrzebowania na aktywacje bezpośrednie mFRRd^G w wysokości 10 MW, pokryte kolejno przez oferty C i D (oferta B nie mogła zostać aktywowana, ze względu na jej dostępność wyłącznie do aktywacji planowanej).

Oferta D wyznaczyła cenę energii bilansującej wynikającej z aktywacji bezpośredniej mFRRd^G (CEB^{mFRRdGB}) dla OREB 12:30 w wysokości 370 EUR/MWh.

Ze względu na brak aktywacji bezpośrednich mFRRd^D cena energii bilansującej wynikającej z aktywacji bezpośredniej mFRRd^D (CEB^{mFRRdDB}) dla OREB 12:30 nie została określona.

Dla OREB 12:45 zostało zgłoszone zapotrzebowanie na aktywacje planowane mFRRd^G w wysokości 20 MW. Zapotrzebowanie to zostało pokryte przez aktywacje planowane ofert A i E (oferta B nie była dostępna dla OREB 12:45, oferty C i D nie były dostępne do aktywacji ze względu na ich aktywację bezpośrednią dla poprzedniego OREB).

Oferta E wyznaczyła cenę energii bilansującej wynikającej z aktywacji planowanej mFRRd (CEB^{mFRRdP}) dla OREB 12:45 w wysokości 400 EUR/MWh.

Pomiędzy punktami planowanej aktywacji dla OREB 12:45 i OREB 13:00 zostało zgłoszone zapotrzebowanie na aktywacje bezpośrednie mFRRd^G w wysokości 10 MW i zapotrzebowanie na aktywacje bezpośrednie mFRRd^D w wysokości 10 MW, pokryte odpowiednio przez oferty F i H (oferty C i D nie były dostępne do aktywacji ze względu na ich aktywację bezpośrednią dla poprzedniego OREB, oferta E została już wykorzystana w ramach aktywacji planowanej dla tego OREB, natomiast oferta G nie mogła zostać aktywowana, ze względu na jej dostępność wyłącznie do aktywacji planowanej).

Oferta F wyznaczyła cenę energii bilansującej wynikającej z aktywacji bezpośredniej mFRRd^G (CEB^{mFRRdGB}) dla OREB 12:45 w wysokości 500 EUR/MWh.

Oferta H wyznaczyła cenę energii bilansującej wynikającej z aktywacji bezpośredniej mFRRd^D (CEB^{mFRRdDB}) dla OREB 12:45 w wysokości 50 EUR/MWh.

Dla OREB 13:00 zostało zgłoszone zapotrzebowanie na aktywacje planowane mFRRd^D w wysokości 10 MW. Zapotrzebowanie to zostało pokryte przez aktywację planowaną oferty I (oferta G nie była dostępna dla OREB 13:00, oferta H nie była dostępna do aktywacji ze względu na jej aktywację bezpośrednią dla poprzedniego OREB).

Oferta I wyznaczyła cenę energii bilansującej wynikającej z aktywacji planowanej mFRRd (CEB^{mFRRdP}) dla OREB 13:00 w wysokości –100 EUR/MWh.

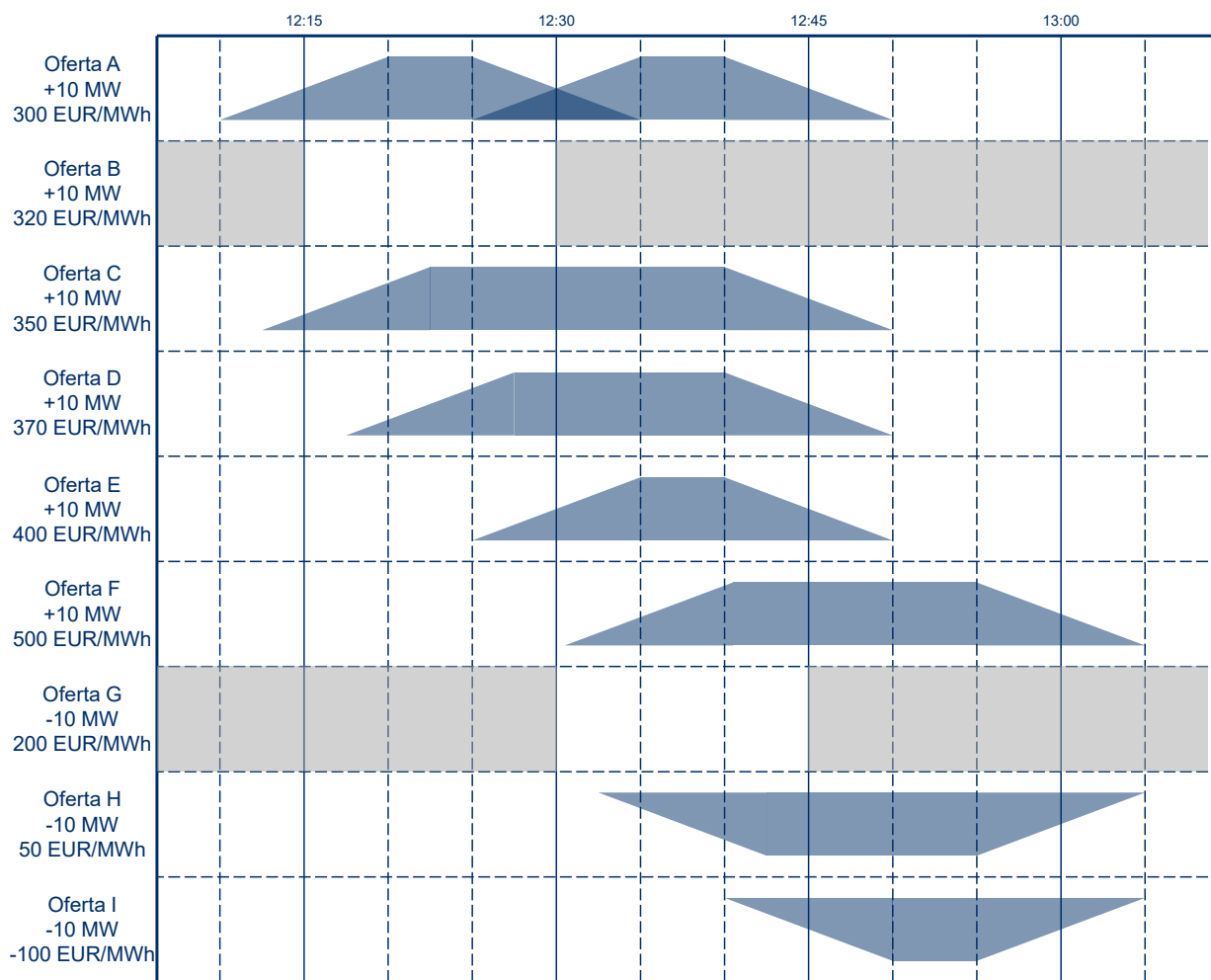
Ze względu na brak aktywacji bezpośrednich $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ ceny energii bilansującej wynikającej z aktywacji bezpośredniej $mFRRd^G$ ($CEB^{mFRRdGB}$) i $mFRRd^D$ ($CEB^{mFRRdDB}$) dla OREB 13:00 nie zostały określone.

Przebieg aktywacji planowanych i bezpośrednich $mFRRd$ został przedstawiony w tabeli 2 oraz na rysunku 1.

Tabela 3 zawiera zestawienie cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji $mFRRd$. Na rysunku 2 zostało graficznie przedstawione przypisanie cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji $mFRRd$ do rozliczeń energii bilansującej dla poszczególnych aktywacji ofert na energię bilansującą z $mFRRd$.

Tabela 2 Lista aktywacji planowanych i bezpośrednich $mFRRd$ (dodatnie wielkości zapotrzebowania oznaczają zapotrzebowanie na energię bilansującą z $mFRRd^G$, ujemne wielkości zapotrzebowania oznaczają zapotrzebowanie na energię bilansującą z $mFRRd^D$)

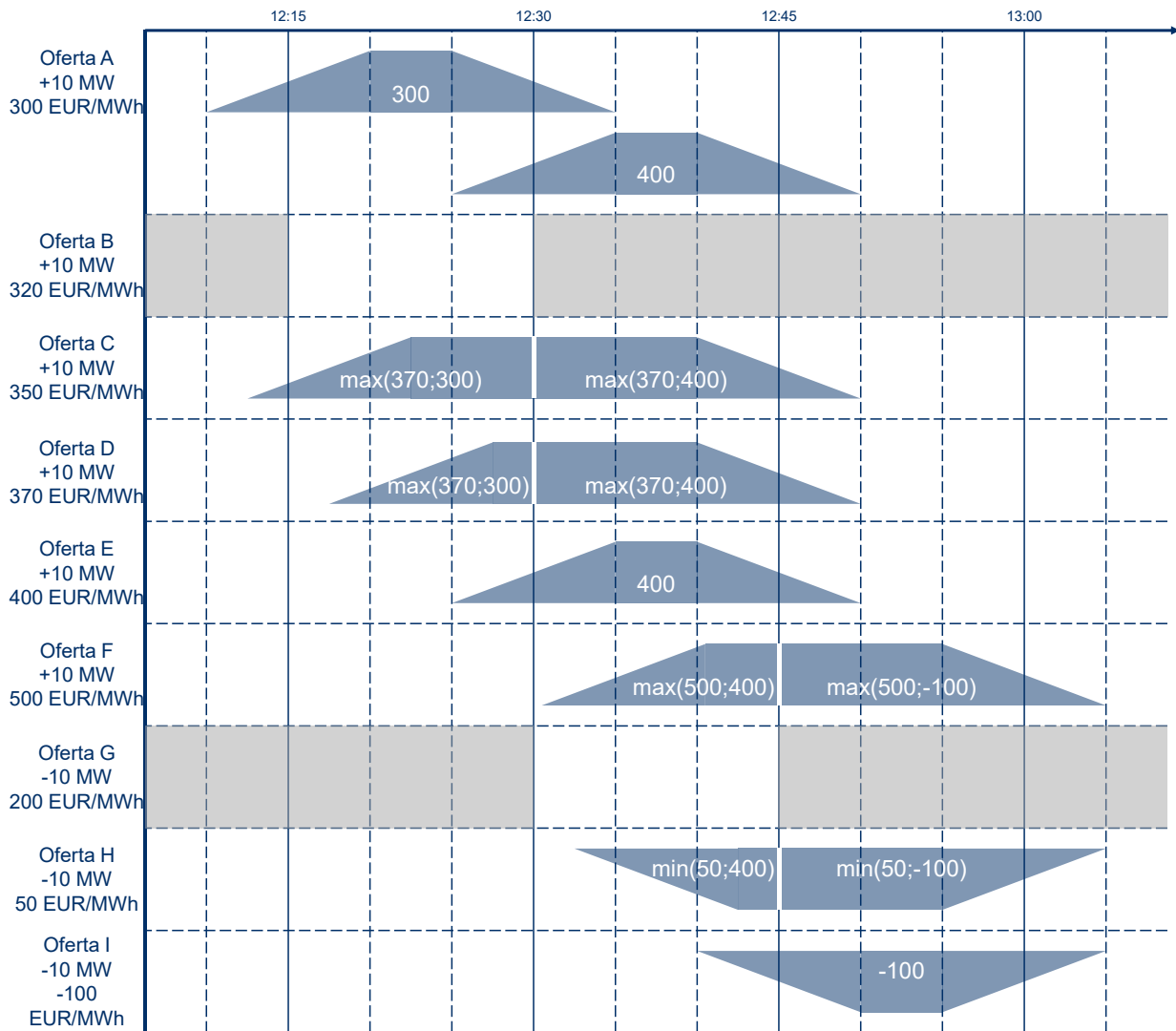
Czas polecenia	Typ aktywacji	Okres aktywacji	Zapotrzebowanie [MW]
Aktywacje dla OREB 12:30			
12:07:30	Planowana	12:10:00 – 12:35:00	+ 10 MW
12:10:00	Bezpośrednia	12:12:30 – 12:50:00	+ 10 MW
12:15:00	Bezpośrednia	12:17:30 – 12:50:00	+ 10 MW
Aktywacje dla OREB 12:45			
12:22:30	Planowana	12:25:00 – 12:50:00	+ 20 MW
12:28:00	Bezpośrednia	12:30:30 – 13:05:00	+ 10 MW
12:30:00	Bezpośrednia	12:32:30 – 13:05:00	– 10 MW
Aktywacje dla OREB 13:00			
12:37:30	Planowana	12:40:00 – 13:05:00	– 10 MW



Rysunek 1 Zestawienie graficzne aktywacji planowanych i bezpośrednich mFRRd

Tabela 3 Ceny energii bilansującej z mFRRd

OREB	CEB^{mFRRdP} [EUR/MWh]	$CEB^{mFRRdGB}$ [EUR/MWh]	$CEB^{mFRRdDB}$ [EUR/MWh]
12:30	300	370	-
12:45	400	500	50
13:00	-100	-	-



Rysunek 2 Wartości CEB^{mFRRd} zastosowane do wyznaczenia cen CWK