**UZASADNIENIE**

1. **Potrzeba i cel nowelizacji rozporządzenia**

Od dnia wejścia w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.) oraz jego nowelizacji w 2008 roku (Dz. U. Nr 162, poz. 1005) rzeczywistość regulacyjna w obszarze elektroenergetyki uległa drastycznym zmianom. Wynikały one głównie z polityki Unii Europejskiej (UE) w dziedzinie energetyki, przede wszystkim przyjętych od tego czasu tzw. pakietów energetycznych – III pakietu (2009)[[1]](#footnote-2) oraz pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, ogłoszonego przez Komisję Europejską[[2]](#footnote-3) 30 listopada 2016 r., którego akty prawne zostały przyjęte i opublikowane w latach 2018-2019. Akty prawne wydane w ramach powyższych pakietów fundamentalnie zmieniły architekturę regulacyjną sektora energii elektrycznej, przenosząc na poziom prawa unijnego coraz więcej szczegółowych zasad funkcjonowania wytwórców i odbiorców energii elektrycznej oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, które wcześniej były przedmiotem regulacji krajowych, prywatnoprawnych ustaleń lub regulaminów.

Przedmiotowe rozporządzenie, wydane na podstawie art. 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne”, potocznie nazywane „rozporządzeniem systemowym”, w 2007 roku regulowało wiele zagadnień w sposób kompletny. Obecnie jednak znaczna część jego materii jest objęta daleko bardziej szczegółowymi przepisami prawa UE – jako przykład można wskazać §18 rozporządzenia dotyczący udostępniania zdolności elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych, które to zagadnienie jest obecnie przedmiotem nie tylko rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24 z późn. zm., zwane dalej „rozporządzenia CACM”) – ale również znacznej części rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54) – zwanego dalej „rozporządzeniem rynkowym”.

Z punktu widzenia projektu rozporządzenia zmieniającego kluczowym zagadnieniem są zasady funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej, które obecnie są regulowane w art. 6 rozporządzenia rynkowego oraz w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 213 z 28.11.2017 r. Nr 312, str. 6), zwanym dalej „rozporządzeniem EB GL”. Polski rynek bilansujący energii elektrycznej wymaga reformy zarówno ze względu na dostosowanie do wyżej wymienionych wymagań, jak i w szczególności ze względu na zobowiązania Rzeczypospolitej Polskiej wynikające z decyzji Komisji Europejskiej SA.46100 (2017/N) – *Poland – Planned Polish capacity mechanism*[[3]](#footnote-4) oraz z Planu wdrażania reform rynku energii elektrycznej opracowanego zgodnie z art. 20 rozporządzenia rynkowego[[4]](#footnote-5) (zwanego dalej „Planem wdrażania”).

Plan wdrażania przewiduje reformę rynku bilansującego podzieloną na dwa etapy – pierwszy od 1.01.2021 r. oraz drugi od 1.01.2022 r. W świetle ram prawnych wynikających z rozporządzenia rynkowego oraz rozporządzenia EB GL reforma rynku odbywa się w szczególności poprzez opracowanie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (dalej „OSPe”) zmienionych warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia EB GL, a następnie przedłożenie ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia. Warunki dotyczące bilansowania (zwane dalej „WDB”) pełnią rolę zasadniczego regulaminu funkcjonowania rynku bilansującego, w której zastąpiły dotychczasową instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania. Zatwierdzenie przez Prezesa URE zmienionych WDB, dostosowanych do zakresu I etapu reformy rynku bilansującego, zgodnie z zakresem tego etapu określonym w Planie wdrażania, wymaga jednak zmiany przepisów rozporządzenia, tak aby treść decyzji była zgodna z przepisami zarówno unijnymi jak i krajowymi.

Poza kwestiami związanymi z funkcjonowaniem rynku bilansującego nowelizacja dotyczy w niewielkim zakresie przepisów dotyczących przyłączania urządzeń do sieci elektroenergetycznej. Potrzeba nowelizacji w tym zakresie wynika z konieczności dostosowania przepisów wykonawczych do przepisów ustawy Prawo energetyczne, a w zakresie wymogów technicznych wobec przyłączanych urządzeń oraz w zakresie połączeń pomiędzy systemami elektroenergetycznymi różnych krajów – do rozporządzenia rynkowego.

Nowelizacja rozszerza także zakres przedmiotowy rozporządzenia zgodnie z delegacją z art. 9 ust. 4 pkt 14 i 15 ustawy Prawo energetyczne.

1. **Stan obecny i projektowany**

Na gruncie obecnych przepisów funkcjonowanie rynku bilansującego jest uregulowane w ograniczonym zakresie w ustawie Prawo energetyczne, bardziej szczegółowo w rozporządzeniu systemowym. Kluczowymi dokumentami regulującymi konkretne zasady działalności na tym rynku są instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz WDB. Model rynku w aktualnych WDB, zatwierdzonych decyzją Prezesa URE z 5 marca 2020 r., odpowiada zasadniczo poprzednim postanowieniom instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania, a zatem wymaga dostosowania do zobowiązań z decyzji SA.46100, ustaleń Planu wdrażania i przepisów EB GL oraz rozporządzenia rynkowego. Koncepcja nowego modelu rynku bilansującego, implementująca wymagania z ww. aktów i dokumentów, została zaprezentowana[[5]](#footnote-6) w listopadzie 2019 r. przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. pełniące funkcję OSPe.

Pierwotnie przewidywano wdrożenie pełnego zakresu zmian począwszy od 1.01.2021 r. Realizacja tego założenia okazała się niemożliwa ze względu na pandemię wirusa SARS-Cov-2, która wymusiła szereg doraźnych działań i zmian w funkcjonowaniu przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego oraz administracji publicznej. Spowodowały również spowolnienie prac dostosowawczych po stronie uczestników rynku i operatorów systemu, głównie związanych z dostosowaniem systemów teleinformatycznych i układów sterowania w jednostkach wytwórczych.

Przy podziale reformy na etapy uwzględniono, że rok 2021 to pierwszy rok dostaw na rynku mocy, funkcjonującym na podstawie ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (t.j. Dz. U. z 2020 r. poz. 247, dalej „ustawa o rynku mocy”). Uruchomienie tego rynku w zgodzie z zobowiązaniami Rzeczypospolitej Polskiej wymaga pilnego wprowadzenia niezbędnego zakresu zmian, z którego wynika opisywany powyżej podział reformy na dwa etapy zgodnie z Planem wdrażania.

Pierwszy etap obejmuje:

* umożliwienie aktywnego udziału strony popytowej (DSR), jednostek wytwórczych niepodlegających centralnemu dysponowaniu w rynku bilansującym (tzw. jednostki nJWCD) oraz magazynów energii elektrycznej w rynku bilansującym;
* umożliwienie aktualizacji ofert bilansujących składanych w ramach tzw. zintegrowanego procesu grafikowania w maksymalnym możliwym zakresie do czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, z założeniem monitorowania uczestników rynku pod kątem potencjalnych nadużyć na rynku (wykorzystania siły rynkowej);
* wycofanie następujących usług:
* Interwencyjna Rezerwa Zimna - IRZ;
* Operacyjna Rezerwa Mocy - ORM;
* Gwarantowany Program Interwencyjny DSR - Gwarantowany IP DSR;
* Praca Interwencyjna – PI;
* zmianę konwencji znaków na rynku bilansującym (oznaczenia dodatniego lub ujemnego dla dostaw energii na lub odbioru energii z rynku bilansującego) celem dostosowania polskiej konwencji znaków do wymagań EB GL;
* zmianę zasady ustalania cen niezbilansowania i rozliczeń w celu poprawy zachęt do zbilansowania na rynkach towarowych poprzez ograniczenie możliwości arbitrażu między tymi rynkami (w szczególności rynkiem dnia następnego), a rynkiem bilansującym;
* poprawienie zasady wyceny i rozliczeń w zakresie zarządzania ograniczeniami (redysponowania).

W zakresie dotyczącym przyłączeń stan projektowany obejmuje:

* doszczegółowienie wymagań formalnych i procedur w zakresie wniosków o wydanie warunków przyłączenia;
* wyeliminowanie kolizji z ustawą Prawo energetyczne w zakresie terminów na wydanie warunków przyłączenia oraz określania tych warunków dla mikroinstalacji;
* odzwierciedlenie w niezbędnym zakresie relacji pomiędzy przepisami prawa krajowego i  unijnego, w szczególności tzw. przyłączeniowymi kodeksami sieci[[6]](#footnote-7).

1. **Wyjaśnienie proponowanych rozwiązań**
   1. **Zmiany w definicjach**
      1. **Nowe pojęcia**

* pkt 2 lit. a – dodany pkt 2a: *aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu* – dotychczasowy stan prawny w rozporządzeniu systemowym przewidywał udział w rynku bilansującym głównie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), czyli jednostek dużych elektrowni systemowych. Zmieniony model rynku wymaga umożliwienia większego udziału innych podmiotów. Wspólną cechą JWCD i innych zasobów jest ich przymiot aktywności, czyli występowanie w procesach rynkowych w formie tzw. jednostek grafikowych aktywnych. Pojęcie prawne aktywnego uczestnictwa w bilansowaniu systemu pozwala na abstrakcyjne ujęcie tego przymiotu bez wskazywania konkretnej technologii (wytwórca konwencjonalny, wytwórca z OZE, odbiorca, posiadacz magazynu energii elektrycznej). Szczegółowe zasady aktywnego działania dla poszczególnych technologii muszą określać WDB (por. art. 18 ust. 4 EB GL);
* pkt 2 lit. d – dodany pkt 10a *moduł parku energii* – odwołanie do definicji „moduł parku energii” – zawartej w rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz.U. UE z 27.4.2016 L 112/1, dalej „kodeks RfG”) wynika z bezpośredniego obowiązywania pojęć zawartych w aktach UE oraz z konieczności zachowania jednolitej terminologii niesprzecznej w ramach jednej gałęzi prawa;
* pkt 2 lit. f – dodany pkt 12a: *okres rozliczania niezbilansowania* – odwołanie do definicji „okres rozliczania niezbilansowania” – zawartej w EB GL wynika z bezpośredniego obowiązywania pojęć zawartych w aktach UE oraz z konieczności zachowania jednolitej terminologii niesprzecznej w ramach jednej gałęzi prawa. Pojęcie jest używane w odniesieniu do ram czasowych, których dotyczą oferty składane przez uczestników rynku bilansującego. Nie jest zasadnym sztywne regulowanie tego czasu w rozporządzeniu systemowym, bowiem ulega on zmianom – obecnie wynosi godzinę, w przyszłości ma wynosić 15 minut;
* pkt 2 lit. h – dodany pkt 17a: *rynkowa cena energii elektrycznej* ­– definicja wielkości używanej w przepisach §21 i §21a, odwołująca się do średniej z cen kształtowanych na rynkach dnia następnego w ramach działalności Towarowej Giełdy Energii oraz operatorów wyznaczonych na podstawie rozporządzenia CACM (tzw. NEMO).
  + 1. **Zmieniane pojęcia**
* pkt 2 lit. b – zmieniany pkt 4: *jednostka wytwórcza centralnie dysponowana* – zmiana polega na objęciu pojęciem elektrowni szczytowo-pompowych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV – które dotąd pełniły rolę JWCD – w związku z wycofaniem usługi praca interwencyjna;
* pkt 2 lit. d – zmieniany pkt 10: *moc umowna* – zmiana definicji względem zawartej w obowiązującym rozporządzeniu wynika z jej dostosowania do brzmienia definicji mocy umownej zawartej w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2019 r. poz. 503);
* pkt 2 lit. h – zmieniany pkt 15: w definicji przyłącza zastępuje się słowa „o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej” na „dostosowany do mocy przyłączeniowej”, wynika to z faktu, że dla przyłącza nie określa się mocy przyłączeniowej – moc przyłączeniową określa się dla obiektu i służy ona do zaprojektowania przyłącza (patrz definicja mocy przyłączeniowej § 2 pkt 9);
* pkt 2 lit. j – zmieniany pkt 20: *swobodne bilansowanie* – zmiana polega na rozszerzeniu pojęcia, aby odnosiło się również do zasobów inne niż jednostki wytwórcze.
  1. **Zmiany w części dot. przyłączeń**
* pkt 5 – §5: zmienione przepisy paragrafu 5 zawierają regułę kolizyjną wynikającą z konieczności przestrzegania obowiązujących w polskim porządku prawnym rozporządzeń unijnych, w szczególności rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE. L. z 2019 r. Nr 158, str. 54) oraz rozporządzeń wydanych na podstawie art. 59 i 61 rozporządzenia rynkowego, które zawierają przepisy pokrywające się w części materii objętej zakresem niniejszego rozporządzenia, jak również do dokumentów opracowywanych i zatwierdzanych na podstawie tych rozporządzeń;
* pkt 6 – §6: zmieniony przepis zawiera wyłączenie od stosowania wobec mikroinstalacji, które podlegają obecnie odrębnemu reżimowi prawnemu (art. 7 ust. 8d4-8d8 ustawy Prawo energetyczne), a także doprecyzowanie wymagań formalnych dla podmiotów z I lub II grupy przyłączeniowej ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej. Ponadto rozstrzygnięto kwestię, w jakim języku sporządza się wniosek oraz warunki przyłączenia – wyłącznie w języku polskim. Przepis wprowadza się ze względu na sygnalizowane przez operatorów systemu problemy z podmiotami zagranicznymi, które żądają możliwości składania dokumentacji w językach obcych, co utrudnia rozpatrywanie wniosków w wymaganych terminach;
* pkt 7 – §7: zmienione przepisy dodają wymagania formalne wniosków niezbędne do spełnienia obowiązków wynikających z przepisów odrębnych; uchylenie ust. 5 pkt 4 oraz ust. 6 wynika z niezgodności z art. 7 ust. 8e ustawy Prawo energetyczne, który stanowi w ostatnim zdaniu: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia sporządzenie ekspertyzy.” Przepis rozporządzenia w dotychczasowym kształcie, jako niezgodny z ustawą, i tak nie mógłby być zastosowany w praktyce;
* pkt 8 – §7a: dodawany przepis określa konsekwencje złożenia wadliwego formalnie wniosku;
* pkt 9 – §8: zmieniony przepis precyzuje zasady dotyczące rozgraniczenia własności przyłączanych urządzeń; ponadto uchyla się ust. 7 z powodu niezgodności z przepisem art. 7 ust. 8i ustawy Prawo energetyczne, który stanowi w pierwszym zdaniu: „Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia.” Jest to zasadnicza różnica, która modyfikuje prawa podmiotu planującego przyłączenie, skracając okres przysługiwania tego prawa w większości przypadków, w których warunki przyłączenia są nadawane tradycyjną pocztą. Przepis rozporządzenia w dotychczasowym kształcie, jako niezgodny z ustawą, i tak nie mógłby być zastosowany w praktyce;
* pkt 10 – uchylony §9 reguluje zagadnienia regulowane obecnie ustawą Prawo energetyczne;
* pkt 11 – §10: zmieniony przepis precyzuje warunki tworzenia połączeń koordynowanej sieci 110 kV pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych oraz z urządzeniami, instalacjami lub sieciami znajdującymi się w innym kraju. Zgodnie z przepisami rozporządzenia rynkowego połączenia międzysystemowe są wyłączną domeną OSPe. Ewentualne połączenia transgraniczne w sieci 110 kV nie mogą więc służyć do łączenia całych systemów elektroenergetycznych, lecz co najwyżej pracy w układach wydzielonych.
  1. **Zmiany w części dot. warunków wykonywania działalności**
* pkt 12 – §13: rozszerzenie w pkt. 5 umożliwia spełnienie obowiązków wynikających z przepisów odrębnych, w tym ustawy o rynku mocy;
* pkt 13 – dodanie §13a określającego sposób publikowania informacji przez OSPe zgodnie z delegacją z art. 9 ust. 4 pkt 14 ustawy;
* pkt 16 – §17: zmiana z obowiązku uzgodnienia remontów i wyłączeń z operatorem sieci na obowiązek poinformowania go o tym remoncie lub wyłączeniu ma na celu dostosowanie do funkcjonowania rynku mocy – umożliwienie dostawcom mocy zarządzania ryzykiem związanym z niewykonaniem obowiązku mocowego. Jednakże zasada ta doznaje ograniczenia w sytuacji, gdy remont lub wyłączenie koliduje z remontem lub wyłączeniem w sieci tego operatora – jeśli taka kolizja może spowodować zagrożenie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, operator musi mieć prawo skutecznie sprzeciwić się remontowi lub wyłączeniu;
* pkt 17 – §18: zmieniony przepis wyszczególnia przepisy odrębne regulujące zasady udostępniania połączeń międzysystemowych przez OSPe.
  1. **Zmiany w części dot. bilansowania i rozliczeń z tego tytułu**
* pkt 18 – §19: zmieniony przepis dostosowuje zasady składania ofert bilansujących do nowych ram pojęciowych, a także wprowadza zasadę prawa do aktualizacji oferty bilansującej z zastrzeżeniem ograniczeń zgodnie z EB GL;
* pkt 19 – §20: usunięto możliwość prowadzenia rozliczeń z tytułu bilansowania przez OSD – obecnie zgodnie z prawem UE mogą być one prowadzone wyłącznie przez OSPe;
* pkt 20 lit. a-d – §21 ust. 1-3: zmiany w zakresie ustalania ceny rozliczeniowej dla niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do lub pobranej z systemu wprowadzają zasadę, zgodnie z którą cena niezbilansowania nie może być wyższa od rynkowej ceny energii elektrycznej w sytuacji, gdy rynek jest przekontraktowany – tzn. OSPe musi podjąć działanie, aby usunąć z rynku bilansującego nadmiar energii – oraz nie niższa od tej ceny, gdy rynek jest niedokontraktowany (konieczne były działania w celu zapewnienia dostawy niedoboru energii). Takie rozwiązanie zapewnia, że sprzedaż lub zakup na rynku bilansującym nie będą bardziej korzystne niż sprzedaż lub zakup na rynku hurtowym, co stanowi zachętę dla uczestników rynku do zbilansowania swojej pozycji handlowej. Ostateczną cenę rozliczeniową ustala się jako cenę swobodnego bilansowania powiększoną albo pomniejszoną do rynkowej ceny energii, w uzasadnionych przypadkach zgodnie z powyższym, a następnie odpowiednio powiększoną albo pomniejszoną o składnik bilansujący, w zależności od tego, czy dany podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe pobrał energię z rynku bilansującego czy dostarczył ją na ten rynek. Dotychczasowe przepisy dot. składnika bilansującego, tzw. ΔB, zostają zmienione wyłącznie w zakresie porządkowym;
* pkt 20 lit. e-f – §21 ust. 6-6a – zmieniony przepis sankcjonuje stosowane na rynku bilansującym pojęcia ceny wymuszonej dostawy (CWD) i ceny wymuszonego odbioru (CWO), a także ceny uruchomienia (CU). Ust. 6a wyraża zasadę dotyczącą ceny rozliczeniowej dla energii dostarczanej w celu usunięcia tzw. ograniczeń elektrownianych, dotychczas ujętą w ust. 7 pkt 2, lecz zapisaną w sposób dostosowany do nowych ram pojęciowych.
* pkt 20 lit g – §21 ust. 7-11: dotychczasowe przepisy dotyczące wyznaczania cen pracy wymuszonej zostają uchylone, a ich materię regulowaną zastępuje rozbudowany §21a.
* pkt 21 – §21a: nowy, rozbudowany przepis ustanawia szczegółowe zasady kształtowania CWD, CWO i CU odzwierciedlające specyfikę różnych technologii oraz zapewniające większą niż dotychczas poprawność i transparentność procesu ich ustalania. Zmiany obejmują m.in.:
  + pozostawienie zasady mnożenia \*1,05 przy wymuszonej dostawie i \*0,95 przy wymuszonym odbiorze w odniesieniu do kosztu paliwa;
  + możliwość określenia różnych CWD i CWO dla różnych punktów pracy jednostek wytwórczych we względu na charakterystykę sprawności;
  + uwzględnienie w metodyce liczenia CWD i CWO uwarunkowań technologii innych niż elektrownie cieplne opalane węglem, w szczególności uwzględniono:
    - wartość wsparcia uzyskiwanego w zależności od wolumenu generowanej energii (dla OZE i kogeneracji)
    - specyficzne koszty ponoszone przez wytwórców gazowych w związku z bilansowaniem w systemie gazowym;
  + uporządkowanie i zobiektywizowanie procesu aktualizacji cen w celu zapewnienia przejrzystego, niedyskryminacyjnego mechanizmu; w przypadku paliw, których cena ustala się rynkowo, stosuje się cenę rynkową;
  + specyficzne zasady ustalania CWD i CWO dla magazynów energii elektrycznej, w przypadku których należy uwzględnić wartość rynkową energii elektrycznej oraz sprawność ładowania;
  + doprecyzowanie katalogu kosztów, np. wskazanie wprost kosztów składowania ubocznych produktów spalania;
* pkt 22 – §22 ust. 1-2: przepis dotychczas dotyczył wyłącznie tworzenia na szczególnych zasadach jednostek grafikowych dla źródeł wiatrowych; zmieniony przepis dotyczy tworzenia jednostek grafikowych aktywnych dla różnych technologii. Przepis ustanawia minimalne wymogi uczestnictwa – próg mocowy 10 MW mocy zainstalowanej w przypadku modułów parku energii, a więc jednostek połączonych z systemem niesynchronicznie, oraz mocy osiągalnej w przypadku pozostałych jednostek wytwórczych. Próg 10 MW odpowiada obecnym możliwościom planistycznym po stronie operatorów systemu elektroenergetycznego. Należy przewidywać, że w miarę rozwoju rynku bilansującego i możliwości technicznych jego prowadzenia wymaganie dotyczące progu mocowego będzie łagodzone. Przepis ustanawia także zasadę, że agregowanie zasobów w celu utworzenia jednostki grafikowej aktywnej jest dopuszczalne co najwyżej w ramach jednego węzła sieci przesyłowej, sieci 110kV albo 110 kV/SN, w celu poprawnego zamodelowania zmiany rozpływów mocy w systemie w związku z realizacją polecenia OSPe;
* pkt 22 cd. – §22 ust. 3-4: utrzymuje się zasadę, zgodnie z którą JWCD, ze względu na swoją szczególną rolę w systemie elektroenergetycznym, oferują na rynku bilansującym pełną moc dyspozycyjną. W przypadku jednostek grafikowych aktywnych reprezentujących inne zasoby takie rozwiązanie nie jest ani technicznie możliwe (np. w przypadku elektrociepłowni), ani uzasadnione (np. w przypadku jednostek OZE). W związku z tym WDB powinny określać w tym zakresie szczegółowe zasady, w tym zakres aktywności – a zatem sposób, w jaki mniejsze jednostki grafikowe aktywne wykonują obowiązki nałożone na JWCD;
* pkt 23 – §23: przepis uchyla się ze względu na niezgodność pojęć (zakres pojęciowy „bilansowania” nie obejmuje zarządzanie mocą bierną);
* pkt 24 – §23a: przepis nakłada na OSPe obowiązek określenia zasad rozliczeń w sposób zgodny z przepisami rozporządzenia – tym samym wyznacza ramy, w jakich OSPe ma się poruszać się opracowując WDB zgodnie z ich zakresem przedmiotowym określonym w EB GL (por. art. 18 ust. 4 lit. f EB GL).
  1. **Zmiany w części dot. zarządzania ograniczeniami**
* pkt 25-27 – §24-26: zmienione przepisy aktualizują zasady publikowania danych i opracowania planów koordynacyjnych zgodnie z dzisiejszymi potrzebami systemu elektroenergetycznego. Dodaje się ponadto obowiązek po stronie operatorów systemów dystrybucyjnych, aby określali ograniczenia sieciowe wpływające na możliwość świadczenia obowiązku mocowego w rozumieniu ustawy o rynku mocy oraz składania ofert bilansujących przez jednostki grafikowe reprezentujące zasoby w tych systemach. Ponadto przepisy dostosowuje się do przepisów prawa UE w zakresie obowiązków współpracy pomiędzy podmiotami w systemie elektroenergetycznym – obowiązków określonych w art. 40 ust. 5 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.8.2013, str. 1).
* pkt 28 – §27: zmiana polega na dostosowaniu przepisów do modelu, w którym w rynku usług systemowych uczestniczą nie tylko JWCD;
* pkt 29 – §28: zmieniony przepis zastępuje dotychczasowe przepisy dot. usługi odbudowy systemu odwołaniem do stosownych przepisów tzw. kodeksu NC ER - rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54-85). Ponadto uchyla się przepisy dotyczące pracy interwencyjnej w związku z wycofaniem tej usługi z systemu.
  1. **Pozostałe zmiany**
* pkt 1 uzupełnienie§1 o punkty 14 i 15 zgodnie z art. 9 ust. 4 pkt 14 i pkt 1515 ustawy Prawo energetyczne.
* pkt 7 lit. d *in fine*, 8 lit. c, 11 lit. b *in fine*, 13,14, 29, 32 – §7 ust. 8, §8 ust. 8, §13 ust. 7, §14, §15 ust. 3, §29 ust. 1, §35 ust. 7: dodawane lub zmieniane przepisy zapewniają odpowiednie stosowanie przepisów dot. wytwórców energii elektrycznej do posiadaczy magazynów energii elektrycznej;
* pkt 3 – zmiana porządkowa: skreśla się używane w rozporządzeniu skróty JWCD i JWCK występujące za każdym razem, gdy użyte jest pojęcie jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej lub koordynowanej, co nie ma uzasadnienia w świetle techniki legislacyjnej;
* pkt 31-32 – §30, §34 – zmiany w przepisach mają na celu dostosowanie do zasad współpracy wynikających z rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej;
* pkt 34, 35 oraz 4 – tytuł rozdziału 9, §37 – zmiany mają na celu wykonanie delegacji z art. 9 ust. 4 pkt 15 ustawy Prawo energetyczne dotyczącej obowiązków informacyjnych sprzedawcy energii elektrycznej – dotychczasowe przepisy dot. wyłącznie struktury paliw rozszerza się na m.in. informacje z zakresu efektywności energetycznej;
* pkt 36 – §38: zmiana w tabeli w ust. 1 pkt 4 lit. b ma charakter porządkowy: w części „będące krotnością 3” należy skorygować przepis dotyczący rzędu harmonicznych z „>21” na „>15” analogicznie jak wartość tę określono dla grup przyłączeniowych III—V. W ten sposób usuwa się oczywisty błąd polegający na pominięciu harmonicznej 21. w wymaganiach jakościowych dla podmiotów z I i II grup przyłączeniowej. Tego błędu nie ma w tabeli dla pozostałych grup przyłączeniowych, zatem przedmiotowa zmiana zapewni ujednolicenie zakresu wymagań.
* pkt 37 – załącznik nr 3 – dodaje się załącznik określający zakres informacji podawanych przez sprzedawcę energii elektrycznej zgodnie z delegacją z art. 9 ust. 4 pkt 15 ustawy Prawo energetyczne.

1. **Ocena przewidywanego wpływu regulacji na działalność mikro-, małych i średnich przedsiębiorców**

Zmiana modelu rynku bilansującego powinna mieć pozytywny wpływ na działalność mikro-, małych i średnich przedsiębiorców. Po pierwsze, dzięki obniżeniu progu rozpoczęcia działalności jako jednostka grafikowa aktywna zmiany umożliwią aktywne uczestnictwo w rynku energii elektrycznej znacznie mniejszym niż dotychczas podmiotom. Po drugie, dzięki powyższej możliwości powinien wzrosnąć popyt na usługi świadczone przez wyspecjalizowane firmy z branży elektroenergetycznej na rzecz mniejszych przedsiębiorców – w szczególności usługi bilansowania handlowego i agregacji.

1. **Notyfikacja przepisów technicznych**

Projekt nie zawiera przepisów uznawanych za:

• specyfikacje techniczne,

• inne wymagania,

• zasady dotyczące usług społeczeństwa informacyjnego,

• przepisy zakazujące produkcji, przywozu, wprowadzania do obrotu i stosowania produktu lub zakazujące świadczenia bądź korzystania z usługi lub ustanawiania dostawcy usług

- w rozumieniu dyrektywy (UE) 2015/1535 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 września 2015 r. ustanawiająca procedurę udzielania informacji w dziedzinie przepisów technicznych oraz zasad dotyczących usług społeczeństwa informacyjnego (ujednolicenie) (Dz. Urz. UE L 241 z 17.09.2015, str. 1) oraz przepisów ją implementujących.

Projekt utrzymuje dotychczas obowiązujące wymagania, które mogłyby być przedmiotem notyfikacji technicznej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, a zatem nie podlega notyfikacji zgodnie z trybem przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

1. **Zgodność z prawem Unii Europejskiej**

Projekt rozporządzenia nie jest sprzeczny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia,

Ponadto projekt zgodnie z:

* art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) w związku z § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.) zostanie umieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny,
* art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Ministerstwa Klimatu.

1. **Wejście w życie**

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia, z wyjątkiem §1 pkt 18-29, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2021 r.

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 55, z późn. zm.), Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15, z późn. zm.), Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r. Nr 211, str. 1, z późn. zm.). [↑](#footnote-ref-2)
2. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, COM/2016/0860 final. [↑](#footnote-ref-3)
3. Dz. Urz. UE C 462 z 21.12.2018, str. 1–8. [↑](#footnote-ref-4)
4. <https://www.gov.pl/web/klimat/plan-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjety>, dostęp online 08/06/2020 [↑](#footnote-ref-5)
5. <https://www.pse.pl/biuro-prasowe/aktualnosci/-/asset_publisher/fwWgbbtxcZUt/content/informacja-w-sprawie-procesu-konsultacji-koncepcji-zmian-zasad-funkcjonowania-rynku-bilansujacego>, dostęp online 08/06/2020 [↑](#footnote-ref-6)
6. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1), rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, str. 10), rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241 z 08.09.2016, str. 1). [↑](#footnote-ref-7)