



# Minister – Członek Rady Ministrów Sekretarz Rady Ministrów

---

Łukasz Schreiber

Warszawa, dnia /elektroniczny znacznik czasu/

RM-0610-42-23  
UC74

Pani Elżbieta WITEK  
Marszałek Sejmu

Szanowna Pani Marszałek,

z upoważnienia Prezesa Rady Ministrów, w ślad za przekazanym w dniu 12 maja 2023 r. projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw przesyłam dodatkowe projekty aktów wykonawczych.

Z poważaniem  
Łukasz Schreiber  
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Do wiadomości:  
wnioskodawca

**ROZPORZĄDZENIE**  
**MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA<sup>1)</sup>**

z dnia

**w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego<sup>2), 3)</sup>**

Na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) zarządza się, co następuje:

- 
- <sup>1)</sup> Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).
- <sup>2)</sup> Niniejsze rozporządzenie służy stosowaniu:
- 1) 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, Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21, Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24);
  - 2) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 118 z 06.05.2019, str. 10);
  - 3) rozporządzenia 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);
  - 4) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego 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);
  - 5) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, str. 42 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24);
  - 6) 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 25.08.2017, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24);
  - 7) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24);
  - 8) 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 oraz Dz. Urz. UE L 31 z 01.02.2019, str. 108);
  - 9) 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 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45).
- <sup>3)</sup> Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu ... pod numerem ... zgodnie z § 4 rozporządzenia 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), które wdraża postanowienia dyrektywy (UE) 2015/1535 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 września 2015 r. ustanawiającej 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).

## Rozdział 1

### Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną oraz procedurę zmiany sprzedawcy;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, agregacji, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;
- 5) zakres, warunki i sposób funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie i dostawcami usług bilansujących obejmujące rozliczenia:
  - a) wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,
  - b) z tytułu świadczenia usług bilansujących,
  - c) w funkcji wyceny niedoboru energii elektrycznej, o której mowa w art. 44 ust. 3 rozporządzenia 2017/2195, za rezerwę operacyjną;
- 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz zasady rozliczeń z tego tytułu, w tym sposób wyznaczania cen, po których rozlicza się wytwarzanie lub odbiór energii elektrycznej w związku z zarządzaniem ograniczeniami systemowymi;
- 7) zakres, warunki i sposób wykorzystania usług elastyczności przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 8) sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego;
- 9) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych i innych zasobów użytkowników systemu, postępowania w sytuacjach awaryjnych oraz wykorzystywania usług elastyczności;
- 10) katalog usług systemowych nie dotyczących częstotliwości;

- 11) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 12) zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku;
- 13) sposób informowania odbiorców przez sprzedawcę o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów;
- 14) parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 15) sposób załatwiania reklamacji;
- 16) zakres i sposób udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:
  - a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych,
  - b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a;
- 17) zakres i sposób informowania odbiorcy przez sprzedawcę o ilości zużytej przez tego odbiorcę energii elektrycznej w poprzednim roku oraz sposób informowania o miejscu, w którym są dostępne informacje o przykładowym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej odbiorców, środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166) i charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń;
- 18) zakres, warunki i sposób wykorzystywania usług elastyczności przez operatorów systemu elektroenergetycznego;
- 18) katalog usług systemowych nie dotyczących częstotliwości.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) dostawca usług bilansujących – dostawcę usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, z późn. zm.<sup>4)</sup>), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/2195”;
- 2) energia bilansująca – energię bilansującą w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2017/2195;
- 3) europejska platforma wymiany energii bilansującej – platformę, o której mowa w art. 19, art. 20 i art. 21 rozporządzenia 2017/2195;
- 4) farma fotowoltaiczna – moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia;
- 5) farma wiatrowa – moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia;
- 6) instalacja odbiorcza – instalację odbiorczą w rozumieniu art. 2 pkt 1 rozporządzenia 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), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1388”;
- 7) jednolite łączenie rynków dnia następnego – proces, o którym mowa w art. 2 pkt 26 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.<sup>5)</sup>), zwanego dalej „rozporządzeniem 2015/1222”;
- 8) jednostka bilansowa – zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania;
- 9) jednostka grafikowa – zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące;
- 10) jednostka odbiorcza – jednostkę odbiorczą w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2016/1388;

---

<sup>4)</sup> Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24 oraz Dz. Urz. UE L 147 z 30.05.2022, str. 27.

<sup>5)</sup> Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21, Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24.

- 11) jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – moduł wytwarzania energii:
  - a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
  - b) ciepły kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo
  - c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b, którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą energii elektrycznej i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony;
- 12) jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – moduł wytwarzania energii o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV niebędący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną;
- 13) miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru;
- 14) miejsce przyłączenia – punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią;
- 15) moc bilansująca – moc bilansującą w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2017/2195;
- 16) moc przyłączeniowa – moc czynną planowaną do pobierania z sieci lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służącą do zaprojektowania przyłącza;
- 17) moc umowna – moc czynną pobieraną z sieci lub wprowadzaną do sieci, określoną w:
  - a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15-minutowym, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo
  - b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe

miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

- c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- 18) moduł parku energii – moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1, z późn. zm.<sup>6)</sup>), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/631”;
- 19) moduł wytwarzania energii – moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2016/631;
- 20) moduł wytwarzania energii cieplnej – moduł wytwarzania energii, który do wytwarzania energii jako główne źródło zasilania wykorzystuje spalanie paliw, energię jądrową lub zasilanie paliwami alternatywnymi w procesie innym niż spalanie;
- 21) oferta na energię bilansującą – ofertę cenową dostawy lub odbioru energii bilansującej stanowiącą część oferty zintegrowanego procesu grafikowania;
- 22) oferta na moce bilansujące – ofertę cenową dostawy mocy bilansujących stanowiącą część oferty zintegrowanego procesu grafikowania;
- 23) oferta portfolio na moce bilansujące – ofertę cenową dostawy mocy bilansujących składaną przez dostawcę usług bilansujących bez wskazania jednostek grafikowych, za pomocą których będzie realizowana dostawa tych mocy;
- 24) oferta techniczna – ofertę z parametrami technicznymi świadczenia usług bilansujących stanowiącą część oferty zintegrowanego procesu grafikowania;

---

<sup>6)</sup> Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 118 z 06.05.2019, str. 10.

- 25) oferta zintegrowanego procesu grafikowania – ofertę zawierającą dane handlowe i dane techniczne, składającą się z oferty na energię bilansującą, oferty na moce bilansujące oraz oferty technicznej, składaną przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki grafikowej;
- 26) ograniczenia sieciowe – ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 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, z późn. zm.<sup>7)</sup>), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”;
- 27) okres rozliczania energii bilansującej – jednostkę czasu, w odniesieniu do której rozlicza się energię bilansującą;
- 28) okres rozliczania mocy bilansującej – jednostkę czasu, w odniesieniu do której rozlicza się moc bilansującą danego typu w ramach danego procesu zakupu mocy bilansującej;
- 29) okres rozliczania niezbilansowania – okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195;
- 30) program pracy – program zawierający grafik obciążenia oraz grafiki rezerw mocy zgłoszony przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki grafikowej;
- 31) przekaźnik samoczynnego częstotliwościowego odłączania (SCO) – wyodrębniony przekaźnik albo funkcję w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której jest generowany sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników;
- 32) przyłączy – odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 33) rezerwa mocy – rezerwę mocy czynnej w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 16 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 25.08.2017, str. 1, z późn. zm.<sup>8)</sup>), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/1485”;
- 34) rezerwa operacyjna – rezerwę mocy możliwą do wykorzystania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego jako dostawa energii elektrycznej do sieci lub

---

<sup>7)</sup> Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45.

<sup>8)</sup> Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24.



zmniejszenie poboru energii z sieci przez aktywację oferty na energię bilansującą, dostępną z okresem przygotowawczym, o którym mowa w art. 2 pkt 29 rozporządzenia 2017/2195, nie dłuższym niż 30 minut;

- 35) rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii;
- 36) stan odbudowy systemu – stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 rozporządzenia 2017/1485;
- 37) stan zagrożenia – stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 rozporządzenia 2017/1485;
- 38) stan zaniku zasilania – stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 rozporządzenia 2017/1485;
- 39) sterowany odbiór – instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą posiadające zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę;
- 40) swobodne bilansowanie – bilansowanie krajowego systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem dostępnych w danym okresie zakresów mocy określonych w ofertach zintegrowanego procesu grafikowania o najbardziej konkurencyjnych cenach za energię bilansującą, wymiany energii bilansującej na europejskich platformach wymiany energii bilansującej oraz procesu kompensowania niezbilansowań na europejskiej platformie, o której mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195; za dostępny zakres mocy uznaje się możliwy do wykorzystania w aktualnych warunkach pracy sieci zakres oferowanej mocy dyspozycyjnej modułu wytwarzania energii lub innych zasobów wchodzących w skład jednostki grafikowej;
- 41) układ SCO – zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników;
- 42) usługi bilansujące – usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 rozporządzenia 2017/2195;
- 43) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego

funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej;

- 44) wirtualne miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii niepowiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana, za pomocą algorytmów, na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, będące jednocześnie wirtualnym miejscem odbioru tej energii;
- 45) wyłączenie awaryjne – automatyczne lub ręczne wyłączenie urządzeń w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska;
- 46) zakład wytwarzania energii – zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2016/631;
- 47) zapotrzebowanie sieci – zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci przedsiębiorstw energetycznych innych niż operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez moduły wytwarzania energii do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych;
- 48) zasób – moduł wytwarzania energii, w tym instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy, instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej;
- 49) usługa systemowa niedotycząca elastyczności – usługi systemowe wykorzystywane do:
  - a) regulacji napięcia w stanach ustalonych,
  - b) szybkiej iniekcji prądu biernego oraz regulacji mocy biernej,
  - c) zapewnienia inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej,
  - d) dostarczania prądu zwarciovego,
  - e) zdolności do uruchomienia bez zasilania z systemu,
  - f) pracy w układzie wydzielonym oraz pracy wyspowej.

## Rozdział 2

### **Kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz warunki przyłączenia do sieci**

§ 3. 1. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy, zwane dalej „grupami przyłączeniowymi”, według następujących kryteriów:

- 1) grupa przyłączeniowa I – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 2) grupa przyłączeniowa II – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
- 3) grupa przyłączeniowa III – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV;
- 4) grupa przyłączeniowa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW;
- 5) grupa przyłączeniowa V – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW;
- 6) grupa przyłączeniowa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

2. Napięcie znamionowe, o którym mowa w ust. 1, określa się w miejscu dostarczania energii elektrycznej.

§ 4. 1. Z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w art. 7 ust. 8<sup>d</sup> zdanie pierwsze ustawy, podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, zwany dalej „wnioskodawcą”, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

2. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia;

- 2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana;
- 3) miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane;
- 4) miejsce dostarczania energii elektrycznej;
- 5) moc przyłączeniową;
- 6) rodzaj przyłącza;
- 7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem;
- 8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy;
- 9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej;
- 10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego;
- 12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej;
- 13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
  - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń,
  - b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwał;
- 14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej;
- 15) wymagania w zakresie:
  - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
  - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
  - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
  - d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie;
- 16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych;

- 17) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane;
- 18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej I, II lub III.

3. Przepis ust. 1 stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia przez podmiot przyłączany lub przyłączony do sieci zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci tych podmiotów.

4. W przypadku przyłączenia do sieci przesyłowej miejsce:

- 1) przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci,
  - 2) rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii elektrycznej i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego oraz
  - 3) dostarczania energii elektrycznej
- określa się w stacji elektroenergetycznej, chyba że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej określi inne miejsce.

5. Warunki przyłączenia wytwórcy energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne określają wymagania, dane i informacje, o których mowa w ust. 2, oraz wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej.

6. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej lub połączenia sieci dystrybucyjnych oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w rt.. 7 ust. 8e ustawy, uzgadnia się z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadku:

- 1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II;
- 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV;
- 3) instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

7. Na żądanie wnioskodawcy przedsiębiorstwo energetyczne przedstawia informacje o kryteriach sporządzenia ekspertyzy oraz wyniki ekspertyzy.

8. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, albo przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, w przypadku, o którym mowa w ust. 6, dokonują uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, z którego siecią ten operator lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

9. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, oraz przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy energii elektrycznej należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadniają je z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową, z którego siecią ten operator lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

10. Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej I lub II, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

11. Operatorzy dokonują uzgodnień, o których mowa w:

- 1) ust. 6 i 10, w terminie nieprzekraczającym 45 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia albo połączenia sieci;
- 2) ust. 9, w terminie nieprzekraczającym 21 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia.

12. Przez przekazanie projektu warunków przyłączenia do uzgodnień, o których mowa w ust. 6, 9 lub 10, podmiot przekazujący potwierdza, że wnioskodawca złożył poprawny i kompletny wniosek o określenie warunków przyłączenia oraz spełnił wszystkie wymagania formalne, w szczególności obowiązek wniesienia zaliczki, o której mowa w art. 7 ust. 8a ustawy, a także że podmiot przekazujący otrzymał dokument, o którym mowa w art. 7 ust. 8d ustawy. Podmiot przekazujący informuje wnioskodawcę o przekazaniu do uzgodnień projektu warunków przyłączenia.

13. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

14. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy, na żądanie wnioskodawcy przedsiębiorstwo energetyczne przedstawia informacje o działaniach, jakie muszą zostać podjęte w zakresie rozbudowy sieci, aby nastąpiło przyłączenie, wraz z określeniem kosztu opłaty za przyłączenie, o którym mowa w art. 7 ust. 9 ustawy. O powyższym uprawnieniu przedsiębiorstwo energetyczne informuje wnioskodawcę w powiadomieniu o odmowie przyłączenia.

§ 5. 1. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają:

- 1) przepisy rozporządzenia 2019/943;
- 2) przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943;
- 3) postanowienia metod, warunków, wymogów i zasad przyjętych na podstawie przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943;
- 4) załącznik nr 1 do niniejszego rozporządzenia;
- 5) instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowana przez operatora systemu elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia.

2. Załącznik nr 1 do rozporządzenia określa wymagania techniczne w zakresie:

- 1) przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego dla urządzeń, instalacji i sieci należących do grup przyłączeniowych I–VI;
- 2) funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego dla sieci elektroenergetycznych.

3. Wymagania techniczne, o których mowa w ust. 2, stosuje się, jeżeli po dniu wejścia w życie rozporządzenia:

- 1) opublikowano specyfikację warunków zamówienia w rozumieniu ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1129, z późn. zm.<sup>9)</sup>) dotyczącą wybudowania urządzenia, instalacji lub sieci albo zatwierdzono projekt techniczny dotyczący ich wybudowania;
- 2) dla urządzenia, instalacji lub sieci:
  - a) opublikowano specyfikację warunków zamówienia w rozumieniu ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych dotyczącą modernizacji albo

---

<sup>9)</sup> Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2021 r. poz. 1598, 2054 i 2269 oraz z 2022 r. poz. 25, 872 i 1079.

- b) uzgodniono plany modernizacji z operatorem systemu elektroenergetycznego właściwym ze względu na miejsce przyłączenia, albo
- c) zatwierdzono projekt techniczny dotyczący modernizacji
  - przy czym w tym przypadku wymagania stosuje się wyłącznie w zakresie parametrów lub cech urządzenia, instalacji lub sieci objętych tą modernizacją.

4. Jeżeli urządzenie, instalacja lub sieć nie podlegają wymogom rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2016/1388 ani rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego 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), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1447”, nie stosuje się do nich wymagań technicznych określonych w części II załącznika nr 1 do niniejszego rozporządzenia.

§ 6. 1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia zawiera:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 2) określenie mocy przyłączeniowej dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej – w przypadku obiektów wielolokalowych lub posiadających urządzenia użytkowane przez wielu użytkowników z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, wraz z podaniem wartości tych współczynników;
- 3) przewidywany termin rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej lub jej poboru;
- 4) parametry techniczne, charakterystykę ruchową i eksploatacyjną przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci o mocy przyłączeniowej wyższej niż 40 kW;
- 5) określenie mocy minimalnej poboru dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 ustawy – w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 6) informacje techniczne dotyczące zakłóceń wprowadzanych przez urządzenia, instalacje i sieci wnioskodawcy oraz charakterystykę obciążeń, niezbędne do określenia warunków przyłączenia, w przypadku podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I–IV;
- 7) schemat elektryczny jednokreskowy przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, wraz z ich opisem.

2. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wytwórców energii elektrycznej oprócz danych i informacji, o których mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) określenie:



- a) maksymalnej rocznej ilości wytwarzania energii elektrycznej i ilości tej energii dostarczanej do sieci,
  - b) mocy zainstalowanej, osiągalnej, dyspozycyjnej i pozornej modułów wytwarzania energii oraz mocy maksymalnej, o której mowa w rt.. 2 pkt 16 rozporządzenia 2016/631,
  - c) zakresu dopuszczalnych zmian obciążeń modułów wytwarzania energii lub ich grup,
  - d) liczbę przyłączanych modułów wytwarzania energii;
- 2) wielkość planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb własnych wytwórcy energii elektrycznej;
  - 3) stopień skompensowania mocy biernej związanej z:
    - a) odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne wytwórcy energii elektrycznej oraz
    - b) wprowadzaniem wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci.

3. Wniosek o określenie warunków przyłączenia modułu parku energii, oprócz danych i informacji, o których mowa w ust. 1 i 2, zawiera:

- 1) specyfikację techniczną modułu parku energii;
- 2) specyfikację techniczną falownika.

4. Wniosek o określenie warunków przyłączenia:

- 1) farmy wiatrowej – zawiera dane i informacje, o których mowa w ust. 1 i 2, oraz określa:
  - a) liczbę turbin farmy wiatrowej,
  - b) typy turbin,
  - c) przewidywane wartości parametrów elektrycznych sieci i transformatorów wchodzących w skład instalacji i urządzeń farmy wiatrowej;
- 2) farmy fotowoltaicznej – zawiera dane i informacje, o których mowa w ust. 1 i 2, oraz określa:
  - a) liczbę paneli fotowoltaicznych i falowników farmy fotowoltaicznej,
  - b) typy paneli fotowoltaicznych i falowników,
  - c) przewidywane wartości parametrów elektrycznych sieci i transformatorów wchodzących w skład instalacji i urządzeń farmy fotowoltaicznej.

5. Przepis ust. 2 stosuje się odpowiednio do wniosku o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej oraz wniosku o określenie warunków przyłączenia modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej.

6. Wniosek o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej oraz wniosek o określenie warunków przyłączenia modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej, oprócz danych i informacji, o których mowa w ust. 1, zawierają określenie w szczególności:

- 1) pojemności nominalnej magazynu energii elektrycznej wyrażonej w kWh;
- 2) minimalnego i maksymalnego stopnia naładowania magazynu energii elektrycznej w odniesieniu do jego pojemności nominalnej;
- 3) technologii magazynowania energii elektrycznej;
- 4) mocy, która może być odbierana przez magazyn energii elektrycznej w punkcie jego przyłączenia do sieci;
- 5) mocy, która może być oddawana z magazynu energii elektrycznej w punkcie jego przyłączenia do sieci;
- 6) planowanej maksymalnej rocznej ilości energii elektrycznej odbieranej z sieci oraz oddawanej do sieci przez magazyn energii elektrycznej;
- 7) dopuszczalnej szybkości zmian obciążenia, oddzielnie dla odbioru i oddawania energii elektrycznej;
- 8) maksymalnej liczby pełnych cykli pracy magazynu energii elektrycznej w danej jednostce czasu;
- 9) przewidywanego czasu eksploatacji magazynu energii elektrycznej;
- 10) sprawności magazynu energii elektrycznej, o której mowa w art. 7 ust. 2c ustawy;
- 11) wartości planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb własnych oraz ogólnych magazynu energii elektrycznej;
- 12) stopnia skompensowania mocy biernej związanej z:
  - a) odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne magazynu energii elektrycznej oraz
  - b) odbiorem i oddawaniem energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej.

7. Wniosek o określenie warunków przyłączenia może zawierać także wymagania dotyczące odmiennych od standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej lub parametrów jej dostarczania, w tym:

- 1) dopuszczalnej zawartości interharmonicznych i wyższych harmonicznych;
- 2) dopuszczalnej asymetrii napięć;
- 3) dopuszczalnych odchyłeń i wahań napięcia w miejscu dostarczania energii elektrycznej;

4) dopuszczalnego czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

8. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia, oprócz dokumentów wymienionych w art. 7 ust. 8d ustawy, o ile są wymagane, dołącza się:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci;
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów;
- 3) wyciąg ze sprawozdania z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe, jeżeli wniosek dotyczy warunków przyłączenia farm wiatrowych, lub przez falownik, jeżeli wniosek dotyczy warunków przyłączenia farmy fotowoltaicznej;
- 4) wykaz nieruchomości, na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci, oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa, wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości, a w przypadku urządzeń lub instalacji lokalizowanych na polskim obszarze morskim – wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie.

§ 7. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej określa wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz udostępnia ten wzór na swojej stronie internetowej w wersji edytowalnej umożliwiającej jego uzupełnienie w postaci elektronicznej.

2. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej I lub II określa co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje na swojej stronie internetowej o każdej zmianie wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia.

3. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki, o której mowa w art. 7 ust. 8a ustawy.

4. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia dla modułu parku energii zawiera wzór specyfikacji technicznych, o których mowa w § 6 ust. 3.

5. Wzór wniosku zawiera informacje o możliwości rozstrzygnięcia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, sporu w sprawie przyłączenia do sieci na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy.

**§ 8.** 1. Jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku wskazanego w § 6 lub wymagań określonych w art. 7 ustawy lub został złożony niezgodnie ze wzorem, o którym mowa w § 7 ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania.

2. W przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie wniosek pozostawia się bez rozpoznania, o czym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informuje wnioskodawcę.

**§ 9.** 1. Warunki połączenia koordynowanej sieci 110 kV między:

- 1) operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych,
  - 2) operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego a urządzeniami, instalacjami lub sieciami zlokalizowanymi poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej
- określa umowa o połączenie; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

2. Warunki połączenia, o których mowa w ust. 1 pkt 2, określa się, jeżeli dotyczą wyłącznie pracy w układach wydzielonych, przez wyodrębnienie modułów wytwarzania energii lub obszarów sieci dystrybucyjnej.

3. Warunki połączenia sieci między niebędącymi operatorami przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej określa umowa o połączenie. Warunki te uzgadnia się z operatorem lub operatorami prowadzącymi ruch tych sieci, a w przypadku:

- 1) braku takich operatorów – z operatorem lub operatorami sieci, z którą przedsiębiorstwa te są połączone;
- 2) sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym – również z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

4. Uzgodnień, o których mowa w ust. 1 i 3, dokonuje się w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentów dotyczących połączenia sieci, określonych w umowie o połączenie.

### Rozdział 3

#### **Sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną**

§ 10. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi obrót energią elektryczną na warunkach określonych w ustawie, koncesji, taryfie i umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.

§ 11. 1. W celu zmiany sprzedawcy odbiorca końcowy zawiera:

- 1) umowę o świadczenie usług dystrybucji z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej – w przypadku zawarcia przez odbiorcę końcowego umowy sprzedaży;
- 2) umowę kompleksową między sprzedawcą a odbiorcą końcowym albo
- 3) umowę sprzedaży z nowym sprzedawcą, jeżeli posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej.

2. Umowy, o których mowa w ust. 1, zawiera się przed rozwiązaniem umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej zawartych przez odbiorcę końcowego z dotychczasowym sprzedawcą.

3. Wypowiedzenia umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej zawartej z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej dokonuje odbiorca końcowy albo upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej.

4. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz odbiorcy końcowego powiadamia o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej dotychczasowe przedsiębiorstwo zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej. W treści powiadomienia wskazuje się datę rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, która nastąpi w terminie nie późniejszym niż 90 dni od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się nie później niż w terminie 21 dni przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa

w ust. 4, dokonuje jego weryfikacji i informuje nowego sprzedawcę o wyniku tej weryfikacji, a w przypadku gdy stwierdzi, że powiadomienie, o którym mowa w ust. 4, zawiera błędy lub braki formalne, informuje nowego sprzedawcę o konieczności dokonania zmiany lub uzupełnienia tego powiadomienia, wykazując wszystkie błędy lub braki formalne. Przez dni robocze rozumie się dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.

6. Jeżeli błędy lub braki formalne, o których mowa w ust. 5, nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w ust. 4, informując o tym nowego sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.

7. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej albo usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje nie później niż w terminie 21 dni od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w ust. 4, pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, chyba że w powiadomieniu określony został późniejszy termin rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, z zastrzeżeniem terminów, o których mowa w ust. 4.

8. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

## Rozdział 4

### **Warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych**

§ 12. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej świadczy usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii na warunkach określonych w:

- 1) koncesji;
- 2) taryfie;
- 3) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej;
- 4) instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy;
- 5) metodach, warunkach, wymogach i zasadach, o których mowa w art. 9g ust. 12 ustawy;

6) procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943.

2. Usługa przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

- 1) niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w § 45, i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej;
- 2) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe;
- 3) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie, o której mowa w § 49 pkt 4;
- 4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej;
- 5) udostępnia lub przekazuje odbiorcy, wytwórcy energii elektrycznej, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie, dostawcy usług bilansujących, dostawcy mocy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 4 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854), a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej dane pomiarowe na zasadach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, lub w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195;
- 6) umożliwia użytkownikowi systemu wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną lub odebraną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów;
- 7) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci operatora systemu elektroenergetycznego, albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci,

w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu;
- 2) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy.

**§ 13.** W ramach udostępniania użytkownikom systemu i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego na swojej stronie internetowej publikuje:

- 1) instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, wraz z jej zmianami;
- 2) metody, warunki, wymogi i zasady, o których mowa w art. 9g ust. 12 ustawy, w szczególności warunki dotyczące bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, wraz ze zmianami tych dokumentów, przy czym jeżeli te metody, warunki, wymogi lub zasady zostały przyjęte w innym języku niż język polski, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego publikuje je w wersji obcojęzycznej wraz z ich tłumaczeniem na język polski;
- 3) procedury określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943;
- 4) obowiązującą taryfę;
- 5) standardy wymiany danych stosowane w ramach systemów teleinformatycznych określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, lub w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195;
- 6) wzory wniosków o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej umożliwiające ich uzupełnienie w postaci elektronicznej;
- 7) wzorce umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej;
- 8) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej;



- 9) prognozy zdolności przesyłowych na potrzeby wymiany międzysystemowej;
- 10) zdolności przesyłowe na potrzeby wymiany międzysystemowej oferowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a także prognozowaną oraz zrealizowaną wymianę międzysystemową;
- 11) informacje o planowanych remontach i odstawieniach jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz powykonawczo o ubytkach mocy tych jednostek;
- 12) informacje o ofertach zintegrowanego procesu grafikowania i ofertach portfolio na moce bilansujące; informacje te podlegają anonimizacji.

§ 14. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może na wniosek posiadacza jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej zmienić status modułu wytwarzania energii z jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej na jednostkę wytwórczą centralnie koordynowaną albo zwolnić posiadacza tego modułu z określonego w § 19 ust. 7 obowiązku wskazania dostawcy usług bilansujących oraz z obowiązku podlegania pełnemu zakresowi dysponowania określonego w § 20 ust. 4 pkt 1 w odniesieniu do jednostki grafikowej utworzonej z tego modułu. Zmieniając status modułu albo udzielając zwolnienia, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego bierze pod uwagę w szczególności:

- 1) uwarunkowania technologiczne pracy modułu wytwarzania energii;
- 2) datę uruchomienia, stan techniczny modułu wytwarzania energii i wielkość nakładów inwestycyjnych niezbędnych do spełnienia wymagań technologicznych dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych;
- 3) znaczenie modułu wytwarzania energii dla bezpieczeństwa pracy systemu i bilansowania systemu elektroenergetycznego.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, może być złożony już we wniosku o określenie warunków przyłączenia.

3. Status modułu wytwarzania energii jako jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej albo jednostki wytwórczej centralnie koordynowanej oraz zmianę statusu lub zwolnienie, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

4. Odmowa uwzględnienia wniosku o zmianę statusu modułu wytwarzania energii lub zwolnienia z obowiązków określonych w § 19 ust. 7 i § 20 ust. 4 pkt 1 powinna zawierać uzasadnienie. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego powiadamia o odmowie wnioskodawcę oraz Prezesa URE.

§ 15. 1. Określone w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej postanowienia dotyczące ilości przesyłanej energii elektrycznej uwzględniają:

- 1) sposób określania i rozliczania niezbilansowania użytkownika systemu:
  - a) na podstawie informacji o zakupionej lub sprzedanej energii elektrycznej przedstawiających zbiór danych określający ilości energii elektrycznej, poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz rzeczywiście dostarczonej lub pobranej energii elektrycznej – oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania, albo
  - b) według standardowego profilu zużycia energii elektrycznej oraz rzeczywiście dostarczonej lub pobranej energii elektrycznej;
- 2) sposób zgłaszania informacji o umowach sprzedaży energii elektrycznej;
- 3) w przypadku gdy umowa ta jest zawierana między:
  - a) operatorem systemu elektroenergetycznego a wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej – obowiązki stron wynikające z realizacji usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie, o którym mowa w § 12 ust. 2, a także zasady korzystania w niezbędnym zakresie przez operatora z sieci, instalacji i urządzeń należących do wytwórcy energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej oraz miejsca rozgraniczania własności tych sieci, instalacji i urządzeń,
  - b) operatorem systemu elektroenergetycznego a niebędącym operatorem przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej – warunki świadczenia usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa w zakresie, o którym mowa w § 12 ust. 2,
  - c) operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – warunki świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej dla odbiorców znajdujących się na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w zakresie, o którym mowa w § 12 ust. 2.

2. Rozliczanie niezbilansowania użytkownika systemu prowadzi się dla poszczególnych grup przyłączeniowych:

- 1) I–IV – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a;

- 2) V – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b, z wyjątkiem użytkowników systemu posiadających liczniki zdalnego odczytu, których niezbilansowanie rozlicza się na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a;
- 3) VI – na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a, z wyjątkiem użytkowników systemu przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, nieposiadających liczników zdalnego odczytu, którzy są rozliczani na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b.

**§ 16.** Ruch sieciowy i eksploatacja sieci odbywają się zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowaną i udostępnianą przez właściwego operatora.

**§ 17.** 1. Plany remontów lub wyłączenia z ruchu urządzeń lub instalacji, w tym ograniczenia dyspozycyjności modułów wytwarzania energii w związku z planowanymi pracami, wymagają zgłoszenia zgodnie z zasadami i w terminach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, do operatora systemu elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia.

2. W przypadku modułu wytwarzania energii będącego jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną lub jednostką wytwórczą centralnie koordynowaną zgłoszenia, o których mowa w ust. 1:

- 1) obejmują plany remontów lub wyłączenia z ruchu na okres planowania obejmujący lata kalendarzowe, na które operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określił i opublikował wymagania, o których mowa w ust. 4;
- 2) kieruje się do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, począwszy od dnia opublikowania wymagań, o których mowa w ust. 4.

3. Jeżeli moduł wytwarzania energii będący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną lub jednostką wytwórczą centralnie koordynowaną jest przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, zgłoszenia, o których mowa w ust. 1, kieruje się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia oraz do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

4. W ramach planowania pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządza, publikuje na swoich stronach internetowych i na bieżąco aktualizuje wymagania dotyczące dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, o których mowa w ust. 2, wynikające z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci

elektroenergetycznej w okresach planowania określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, przy czym okres ten jest nie krótszy niż 5 lat kalendarzowych. Wymagania te:

- 1) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa dla przedziałów czasowych objętych okresem planowania;
- 2) dotyczą:
  - a) minimalnej liczby dyspozycyjnych modułów wytwarzania energii w danym węźle sieci lub danej grupie węzłów sieci oraz
  - b) minimalnej mocy dyspozycyjnej modułów wytwarzania energii w danym węźle sieci lub danej grupie węzłów sieci;
- 3) uwzględniają uwarunkowania techniczne wynikające ze stosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności z wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem lub wykorzystywania odnawialnych źródeł energii.

5. W instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może ustanowić w roku kalendarzowym jeden okres, nie dłuższy niż 60 dni, w którym przeprowadza analizy sieciowe umożliwiające opracowanie planów wyłączeń elementów sieci i określenie oraz opublikowanie wymagań, o których mowa w ust. 4.

6. Analizy sieciowe, o których mowa w ust. 5, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przeprowadza na podstawie dostępnych informacji o:

- 1) istniejących i planowanych warunkach pracy sieci, w tym wyłączeniach elementów sieci;
- 2) realizowanych i planowanych pracach eksploatacyjnych, inwestycyjnych lub modernizacyjnych w sieci elektroenergetycznej;
- 3) istniejących i planowanych ograniczeniach dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, zgłoszonych do operatora przed rozpoczęciem okresu, o którym mowa w ust. 5.

7. W przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej zgłosił w okresie, o którym mowa w ust. 5, nowe ograniczenie dyspozycyjności modułu wytwarzania energii na okres rozpoczynający się w następnym roku lub w kolejnych latach albo zmianę wcześniejszego zgłoszenia, uznaje się, że zgłoszenie miało miejsce po upływie tego okresu. Nie dotyczy to zgłoszeń, o których mowa w ust. 8.

8. W przypadku gdy ograniczenie dyspozycyjności z przyczyn innych niż awaria modułu wytwarzania energii ma się rozpocząć przed upływem trzech miesięcy od daty zgłoszenia, wytwórca energii elektrycznej jest obowiązany uzgodnić jego termin i zakres z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zgłoszenie ograniczenia dyspozycyjności modułu wytwarzania energii, do którego operator systemu przesyłowego

elektroenergetycznego nie zgłosił zastrzeżeń w terminie 7 dni roboczych od daty zgłoszenia, uznaje się za uzgodnione.

9. Z wyłączeniem zgłoszeń, o których mowa w ust. 8, w przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej zgłosił ograniczenie dyspozycyjności modułu wytwarzania energii kolidujące z wymaganiami, o których mowa w ust. 4 i o których operator informował na swoich stronach internetowych przed datą zgłoszenia tego ograniczenia dyspozycyjności, wytwórca energii elektrycznej jest obowiązany, na wniosek operatora, do zmiany terminu lub zakresu ograniczenia dyspozycyjności tego modułu.

10. O wystąpieniu kolizji, o której mowa w ust. 9, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje wytwórcę energii elektrycznej w terminie 7 dni roboczych od daty zgłoszenia ograniczenia dyspozycyjności modułu wytwarzania energii. W informacji tej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wskazuje niespełnione wymaganie dotyczące dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, wynikające z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, stanowiące przyczynę kolizji.

11. Z wyłączeniem zgłoszeń, o których mowa w ust. 8, jeżeli zostanie stwierdzona kolizja zgłoszonego ograniczenia dyspozycyjności modułu wytwarzania energii z wymaganiami dotyczącymi dyspozycyjności tego modułu, o których operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie informował na swoich stronach internetowych przed datą zgłoszenia planowanego ograniczenia dyspozycyjności, operator może zwrócić się do wytwórcy energii elektrycznej z wnioskiem o zmianę terminu lub zakresu planowanego ograniczenia dyspozycyjności na zgodne z tymi wymaganiami.

12. Zmiana terminu lub zakresu planowanego ograniczenia dyspozycyjności na zgodne z wnioskiem operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, o którym mowa w ust. 11, jest dokonywana po uzgodnieniu przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznej oraz wytwórcę rekompensaty finansowej, która obejmuje wyłącznie:

- 1) rzeczywiście ponoszone i możliwe do udokumentowania koszty bezpośrednio wynikające ze zmiany terminu lub zakresu planowanego ograniczenia dyspozycyjności;
- 2) koszty i utracone przychody wynikające z transakcji na rynku wtórnym, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, które dostawca mocy zawarł w celu dostosowania swojego obowiązku mocowego do zmienionego terminu lub zakresu ograniczenia dyspozycyjności, przy czym utracone przychody jedynie w tej części, w jakiej łącznie dostawcy mocy wchodzący w skład grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z

2021 r. poz. 275), do której należy wytwórca energii elektrycznej, nie mogą przenieść obowiązków mocowych na inne dyspozycyjne jednostki rynku mocy w ich zarządzaniu do poziomu niepowodującego w przypadku żadnej z tych jednostek rynku mocy przekroczenia iloczynu mocy osiągalnej netto jednostki rynku mocy, o której mowa w art. 2 ust. 1 pkt 22 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, o którym mowa w art. 18 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;

- 3) inne koszty związane z dostosowaniem lub brakiem możliwości dostosowania wielkości obowiązków mocowych, o których mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, jeżeli operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zobowiązał się do ich pokrycia;
- 4) utracone korzyści wynikające z wydłużenia z przyczyn niezależnych od wytwórcy energii elektrycznej ograniczenia dyspozycyjności względem długości pierwotnie zgłoszonego ograniczenia dyspozycyjności.

**§ 18.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zapewnia dostęp do połączeń międzysystemowych, w zakresie posiadanych zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z operatorami systemów przesyłowych państw sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości.

2. W odniesieniu do udostępniania zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych łączących Rzeczpospolitą Polską z innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej stosuje się w szczególności zasady wynikające z przepisów:

- 1) rozporządzenia 2015/1222,
- 2) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, str. 42, z późn. zm.<sup>10)</sup>),
- 3) rozporządzenia 2017/2195,
- 4) rozporządzenia 2019/943 i przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 tego rozporządzenia

– oraz metod, warunków, wymogów i zasad, przyjętych na podstawie tych przepisów.

---

<sup>10)</sup> Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24.

## Rozdział 5

### **Zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu**

§ 19. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, bilansując system elektroenergetyczny, bierze pod uwagę:

- 1) zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną i jej wytwarzania oraz wymagane rezerwy mocy;
- 2) ograniczenia sieciowe;
- 3) parametry techniczne i dyspozycyjność zasobów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej;
- 4) zgłoszone programy pracy, złożone oferty zintegrowanego procesu grafikowania i złożone oferty portfolio na moce bilansujące;
- 5) wymianę energii bilansującej na europejskich platformach wymiany energii bilansującej i proces kompensowania niezbilansowań na europejskiej platformie, o której mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195, od dnia, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego rozpoczyna uczestnictwo w procesach operacyjnych prowadzonych na danej platformie.

2. W umowie lub umowach o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej użytkownik systemu w odniesieniu do każdego swojego zasobu przyłączonego do sieci albo podmiot przez niego upoważniony:

- 1) wskazuje podmiot odpowiedzialny za bilansowanie;
- 2) może wskazać dostawcę usług bilansujących.

3. W przypadku gdy użytkownikiem systemu, o którym mowa w ust. 2, jest odbiorca końcowy przyłączony do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej:

- 1) sprzedawca wybrany przez tego odbiorcę, z którym zawarł on umowę sprzedaży albo umowę kompleksową dotyczącą zasobu tego odbiorcy, wskazuje podmiot odpowiedzialny za bilansowanie tego zasobu;
- 2) ten odbiorca albo podmiot przez niego upoważniony mogą wskazać dostawcę usług bilansujących dla zasobu tego odbiorcy.

4. Przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 7 rozporządzenia 2017/2195 rozumie się podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe, który:

- 1) odpowiada za niezbilansowanie zasobu użytkownika systemu przez jedną jednostkę bilansową utworzoną z zasobów, w odniesieniu do których został wskazany przez tego użytkownika systemu jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie;
- 2) zgłasza operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, które dotyczą zasobów wchodzących w skład jednostki bilansowej;
- 3) jest stroną rozliczeń z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego z tytułu niezbilansowania;
- 4) rozlicza się z tytułu niezbilansowania z użytkownikami systemu, którzy wskazali go jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w odniesieniu do swoich zasobów ujętych w jednostce bilansowej.

5. Dostawca usług bilansujących:

- 1) korzysta z zasobów użytkowników systemu i rozporządza tymi zasobami, dla których użytkownicy systemu wskazali go jako dostawcę usług bilansujących, w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących przez co najmniej jedną jednostkę grafikową utworzoną z tych zasobów;
- 2) zgłasza operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego programy pracy, składa oferty zintegrowanego procesu grafikowania i składa oferty portfolio na moce bilansujące;
- 3) jest stroną rozliczeń z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego z tytułu świadczonych usług bilansujących, niedostarczonych mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej;
- 4) rozlicza się w związku z rozliczeniami, o których mowa w pkt 3, z użytkownikiem systemu, który wskazał go jako dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do swoich zasobów ujętych w jednostce grafikowej.

6. Zasób przyłączony do sieci elektroenergetycznej:

- 1) wchodzi w skład jednej jednostki bilansowej,
- 2) może wchodzić w skład jednej jednostki grafikowej

– przy czym role podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i dostawcy usług bilansujących dla tego zasobu mogą pełnić różne podmioty.



7. Jeżeli użytkownik systemu posiada jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną, wskazuje w umowie, o której mowa w § 15 ust. 1, dostawcę usług bilansujących wykonującego obowiązki określone w ust. 5 w odniesieniu do tej jednostki.

8. W warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa zasady szczególne, na jakich tworzy się jednostki bilansowe:

- 1) operatora systemu elektroenergetycznego;
- 2) wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (NEMO) w rozumieniu art. 2 pkt 23 rozporządzenia 2015/1222 lub kontrahenta centralnego w rozumieniu art. 2 pkt 42 rozporządzenia 2015/1222, lub podmiotu prowadzącego rynek organizowany, o którym mowa w art. 3 pkt 44 ustawy, na potrzeby obsługi transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawartych na rynku organizowanym, których wykonanie polega na wymianie energii elektrycznej między podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie;
- 3) uczestnika wymiany międzysystemowej na potrzeby realizacji wymiany międzysystemowej, w ramach której zakup zdolności przesyłowych następuje odrębnie od obrotu energią elektryczną.

9. W przypadku jednostek bilansowych, o których mowa w ust. 8, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie wykonuje zadania wymienione w ust. 4 w sposób i w zakresie odpowiednim dla danego rodzaju jednostki. Sposób i zakres wykonywania tych zadań określają warunki dotyczące bilansowania.

**§ 20.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego umożliwia tworzenie jednostek grafikowych składających się z:

- 1) jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej,
- 2) modułu wytwarzania energii innego niż określony w pkt 1,
- 3) magazynu energii elektrycznej,
- 4) sterowanego odbioru,
- 5) grupy zasobów wymienionych w pkt 2–4, w tym grupy zasobów tworzących zamknięty system dystrybucyjny

– pod warunkiem, że łączna moc osiągalna zasobów tworzonej jednostki grafikowej jest równa lub wyższa niż 200 kW.

2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 5:

- 1) łączna moc osiągalna zasobów wchodzących w skład jednostki grafikowej jest niższa lub równa 50 MW, z wyłączeniem przypadku, gdy w skład jednostki grafikowej wchodzi wyłącznie zasoby tworzące pojedynczy zamknięty system dystrybucyjny;
- 2) jeżeli zasoby wchodzące w skład grupy zasobów są przyłączone lub odwzorowane w różnych węzłach sieci, dostawca usług bilansujących określa w zgłoszonych programach pracy oraz złożonych ofertach zintegrowanego procesu grafikowania, na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, w jakiej części zasoby tworzące jednostkę grafikową będą wykorzystywane do wykonywania zgłoszonych programów pracy oraz świadczenia oferowanych usług bilansujących w podziale na poszczególne węzły sieci:
  - a) sieci przesyłowej lub sieci o napięciu znamionowym 110 kV, w ramach których te zasoby są przyłączone,
  - b) łączące sieć o napięciu znamionowym 110 kV z siecią średniego napięcia w podziale na szynę po stronie średniego napięcia, w ramach których te zasoby są przyłączone lub odwzorowane.

3. Jednostka grafikowa podlega poleceniom operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) w ograniczonym zakresie dysponowania obejmującym zmianę obciążenia w zakresie oferowanej mocy dyspozycyjnej albo
- 2) w pełnym zakresie dysponowania obejmującym zmianę obciążenia w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej.

4. Jednostka grafikowa utworzona z:

- 1) jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej – podlega pełnemu zakresowi dysponowania;
- 2) modułu wytwarzania energii innego niż jednostka wytwórcza centralnie dysponowana albo magazynu energii elektrycznej – podlega pełnemu albo ograniczonemu zakresowi dysponowania zgodnie z wnioskiem dostawcy usług bilansujących;
- 3) zasobu innego niż określony w pkt 1 lub 2 lub z grupy zasobów – podlega ograniczonemu zakresowi dysponowania.

5. Dostawca usług bilansujących, o którym mowa w § 19 ust. 7, jest obowiązany do wystąpienia z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej złożonej z jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej.

6. Warunkiem utworzenia jednostki grafikowej jest pomyślne ukończenie procesu kwalifikacji wstępnej odpowiedniego dla zakresu usług bilansujących, które dostawca usług bilansujących będzie świadczyć przez tę jednostkę grafikową. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego na wniosek właściciela zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.

7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:

- 1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci o napięciu znamionowym 110 kV albo węzła łączącego sieć średniego napięcia z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie średniego napięcia, na potrzeby świadczenia usług bilansujących;
- 2) współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej tego operatora;
- 3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do jednostek bilansowych i jednostek grafikowych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej tego operatora, w szczególności w zakresie danych pomiarowych.

**§ 21.** 1. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie zgłasza operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego umowy sprzedaży energii dla jednostki bilansowej dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przyjmuje zgłoszenia umów sprzedaży energii na dobę  $d$  w dniu  $d-1$  i umożliwia ich aktualizację co najmniej do czasu zamknięcia bramki dla rynku dnia bieżącego, o którym mowa w art. 59 rozporządzenia 2015/1222.

3. Dostawca usług bilansujących zgłasza operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego programy pracy i składa oferty zintegrowanego procesu grafikowania w odniesieniu do jednostki grafikowej oraz może złożyć oferty portfolio na moce bilansujące.

4. W przypadku gdy jednostka grafikowa składa się z zasobów wchodzących w skład różnych jednostek bilansowych, dostawca usług bilansujących określa w ofertach zintegrowanego procesu grafikowania, w jakiej części wykonanie tych ofert przypisuje się do poszczególnych jednostek bilansowych.

5. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przyjmuje zgłoszenia programów pracy i oferty zintegrowanego procesu grafikowania na dobę d w dniu d-1 i umożliwia ich aktualizację co najmniej do czasu zamknięcia bramki dla rynku dnia bieżącego, o którym mowa w art. 59 rozporządzenia 2015/1222.

6. W warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) określa zasady aktualizacji umów sprzedaży energii, ofert zintegrowanego procesu grafikowania i programów pracy;
- 2) może nałożyć ograniczenia w zakresie aktualizacji ofert zintegrowanego procesu grafikowania zgodnie z art. 24 ust. 6 lub 7 rozporządzenia 2017/2195.

**§ 22.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nabywa moce bilansujące, odrębnie w górę i w dół, na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące oraz ofert zintegrowanego procesu grafikowania, biorąc pod uwagę zgłoszone programy pracy i ograniczenia sieciowe.

2. Dostawca usług bilansujących, którego moce bilansujące zostały zakupione na podstawie oferty portfolio na moce bilansujące lub oferty na moce bilansujące, jest obowiązany do zgłoszenia dla jednostek grafikowych, w odniesieniu do których została zakupiona moc bilansująca, grafików rezerw mocy oraz ofert na energię bilansującą, obejmujących co najmniej wielkość zakupionych mocy, na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195.

3. Rozliczenia z tytułu mocy bilansujących prowadzi operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dla:

- 1) każdego typu mocy bilansujących dla każdego okresu rozliczania mocy bilansującej, dla którego następuje zakup mocy bilansujących,
- 2) każdego dostawcy usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących zakupionych na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące,
- 3) każdej jednostki grafikowej w zakresie mocy bilansujących zakupionych na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania

– na podstawie wielkości zakupionych mocy bilansujących oraz cen rozliczeniowych mocy bilansujących.

4. Ceny rozliczeniowe mocy bilansujących określa się dla każdego typu mocy bilansujących jako ceny krańcowe wyznaczone w ramach danego procesu zakupu mocy bilansujących dla danego okresu rozliczania mocy bilansujących.

5. W przypadku gdy dostawca usług bilansujących nie dostarczył mocy bilansujących, o których mowa w ust. 2, uiszcza na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego opłatę z tytułu niedostarczenia mocy bilansujących.

6. Wielkość niedostarczonych mocy bilansujących wyznacza się na podstawie:

- 1) wielkości mocy bilansujących zakupionych od tego dostawcy usług bilansujących;
- 2) ofert na energię bilansującą, o których mowa w ust. 2;
- 3) zgłoszonych programów pracy;
- 4) dyspozycyjności układów regulacji do świadczenia mocy bilansujących;
- 5) mocy dyspozycyjnej;
- 6) poprawności realizacji poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

7. Ceny rozliczeniowe niedostarczonych mocy bilansujących wyznacza się dla każdego typu mocy bilansujących dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej na podstawie cen odtworzenia niedostarczonych mocy bilansujących, a jeżeli nie miało miejsca nabycie mocy bilansujących w celu odtworzenia niedostarczonych mocy bilansujących – jako:

- 1) wartość najwyższej ceny rozliczeniowej mocy bilansujących w dół odpowiadających typem niedostarczonym mocom bilansującym z okresów rozliczania mocy bilansujących obejmujących dany okres rozliczania energii bilansującej – w przypadku mocy bilansujących w dół;
- 2) większą z wartości:
  - a) najwyższej ceny rozliczeniowej mocy bilansujących w górę odpowiadających typem niedostarczonym mocom bilansującym z okresów rozliczania mocy bilansujących obejmujących dany okres rozliczania energii bilansującej albo
  - b) ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2– w przypadku mocy bilansujących w górę.

8. W zakresie, w jakim energia elektryczna odpowiadająca wielkości niedostarczonych mocy bilansujących podlegała rozliczeniu na zasadach określonych w § 26, cenę, o której mowa w ust. 7, pomniejsza się o cenę, o której mowa w § 26 ust. 2 pkt 3, przy czym tak wyznaczona cena jest nie mniejsza niż 0 zł.

9. W przypadku uzyskania odstępstwa, o którym mowa w art. 6 ust. 9 zdanie pierwsze lub drugie i akapit drugi rozporządzenia 2019/943, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może stosować inne niż określone w ust. 1–8 zasady nabywania i rozliczania mocy bilansujących.

**§ 23.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia z tytułu niezbilansowania dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania dla każdej jednostki bilansowej na podstawie:

- 1) otrzymanych informacji o ilości energii elektrycznej wynikającej z zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej;
- 2) zmierzonych ilości energii elektrycznej rzeczywiście dostarczonej do sieci lub pobranej z sieci;
- 3) ilości energii elektrycznej wynikającej z poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczących wykorzystania oferty na energię bilansującą jednostki grafikowej lub jednostek grafikowych, w których skład wchodzi zasoby wchodzące w skład jednostki bilansowej;
- 4) ceny niezbilansowania, o której mowa w ust. 2.

2. Cenę niezbilansowania określa się dla okresu rozliczania niezbilansowania na podstawie jednostkowego kosztu energii bilansującej wyznaczonego na podstawie ilości energii bilansującej aktywowanej w danym okresie rozliczania niezbilansowania na potrzeby pokrycia niezbilansowania wszystkich podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie i cen energii bilansującej, o których mowa w § 24 ust. 4 pkt 1 i 2, przy czym jeżeli suma niezbilansowania wszystkich podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie jest:

- 1) dodatnia (przekontraktowanie) – cena niezbilansowania jest nie wyższa niż cena jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotycząca okresu obejmującego dany okres rozliczania niezbilansowania;
- 2) ujemna (niedokontraktowanie) – cena niezbilansowania jest nie niższa niż cena jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotycząca okresu obejmującego dany okres rozliczania niezbilansowania.

**§ 24.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje energię bilansującą:

- 1) na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania i programów pracy lub
- 2) przez udział w funkcjonowaniu europejskich platform wymiany energii bilansującej – od dnia, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego rozpoczyna uczestnictwo w procesach operacyjnych prowadzonych na danej platformie.

2. Na potrzeby udziału w funkcjonowaniu europejskich platform wymiany energii bilansującej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonuje przekształcenia ofert zintegrowanego procesu grafikowania na oferty energii bilansującej z produktów

standardowych zgodnie z art. 27 rozporządzenia 2017/2195, biorąc pod uwagę prognozowaną cenę rezerwy operacyjnej.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia energii bilansującej dla każdej jednostki grafikowej w zakresie ilości energii bilansującej:

- 1) aktywowanej w ramach każdej z europejskich platform wymiany energii bilansującej, wyznaczonej dla okresów rozliczeniowych zdefiniowanych dla poszczególnych platform i przypisanej do tej jednostki grafikowej, w zakresie, w jakim oferta zintegrowanego procesu grafikowania złożona w odniesieniu do tej jednostki została zgodnie z art. 27 rozporządzenia 2017/2195 przekształcona na ofertę energii bilansującej z produktu standardowego aktywowaną na danej platformie;
- 2) wynikającej z poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczących wykorzystania ofert zintegrowanego procesu grafikowania niewynikających z pkt 1, wyznaczonej dla okresu rozliczania energii bilansującej.

4. W rozliczeniu energii bilansującej z dostawcą usług bilansujących stosuje się, po przeprowadzeniu korekt, o których mowa w § 27, wyznaczonych dla danej jednostki grafikowej dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej:

- 1) ceny energii bilansującej wyznaczone na poszczególnych europejskich platformach wymiany energii bilansującej dla energii bilansującej aktywowanej na tych platformach dotyczące danego okresu rozliczania energii bilansującej;
- 2) cenę energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, wyznaczoną zgodnie z ust. 5, dla energii bilansującej aktywowanej w ramach swobodnego bilansowania poza europejskimi platformami wymiany energii bilansującej;
- 3) cenę równą mniejszej z wartości:
  - a) ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, wyznaczonej zgodnie z ust. 5, albo
  - b) ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotyczącej okresu obejmującego okres rozliczania energii bilansującej  
– dla energii bilansującej innej niż wymieniona w pkt 1 lub 2, aktywowanej jako zwiększenie dostawy do sieci lub zmniejszenie poboru z sieci;
- 4) cenę równą większej z wartości:
  - a) ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania wyznaczonej zgodnie z ust. 5, albo

b) ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotyczącej okresu obejmującego okres rozliczania energii bilansującej

– dla energii bilansującej innej niż wymieniona w pkt 1 lub 2, aktywowanej jako zmniejszenie dostawy do sieci lub zwiększenie poboru z sieci.

5. Cenę energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania określa się dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej jako sumę:

- 1) ceny krańcowej wyznaczonej na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania dostępnych w czasie rzeczywistym dla swobodnego bilansowania na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą, które nie zostało pokryte przez energię bilansującą aktywowaną na europejskich platformach wymiany energii bilansującej;
- 2) ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2.

6. Przed zastosowaniem korekt, o których mowa w § 27, w przypadku gdy rozliczenie dotyczy energii bilansującej dostarczonej z zakupionych mocy bilansujących w górę, ceny, o których mowa w ust. 4 pkt 1–3, pomniejsza się dla jednostki grafikowej, z której dostarczono tę energię, o:

- 1) prognozowaną cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa ust. 2 – w przypadku cen, o których mowa w ust. 4 pkt 1;
- 2) cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2 – w przypadku cen, o których mowa w ust. 4 pkt 2 i 3.

**§ 25.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia z tytułu rezerwy operacyjnej:

- 1) dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej;
- 2) dla każdej jednostki grafikowej;
- 3) na podstawie wielkości rezerwy operacyjnej:
  - a) nieobjętej zakupionymi mocami bilansującymi w górę innej niż wymieniona w lit. b oraz ceny rezerwy operacyjnej wyznaczonej zgodnie z ust. 2 lub
  - b) wynikającej z aktywacji energii bilansującej w ramach europejskich platform wymiany energii bilansującej, o której mowa w § 24 ust. 3 pkt 1, polegającej na zmniejszeniu dostawy do sieci lub zwiększeniu poboru energii z sieci oraz prognozowanych cen rezerwy operacyjnej, o których mowa w § 24 ust. 2.

2. Cenę rezerwy operacyjnej wyznacza się dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej na podstawie:

- 1) sumy wielkości rezerwy operacyjnej wszystkich jednostek grafikowych;



- 2) minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej wymaganej dla zachowania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego;
- 3) prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia, które spowoduje brak możliwości spełnienia wymagania, o którym mowa w pkt 2, wyznaczanego dla charakterystycznych okresów odpowiadających porze roku, rodzajowi lub porze dnia;
- 4) wartości niedostarczonej energii, o której mowa w art. 2 pkt 9 rozporządzenia 2019/943, albo jej części;
- 5) ceny krańcowej, o której mowa w § 24 ust. 5 pkt 1.

3. Cena rezerwy operacyjnej wyznaczona zgodnie z ust. 2 jest nie wyższa niż wartość określonej dla danej doby maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej. Dobową wartość maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej określa trajektoria maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej ustalona w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195. Zasady określania dobowej maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej stosuje się odrębnie dla każdego kwartału kalendarzowego.

**§ 26.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia z tytułu różnicy między ilością energii elektrycznej rzeczywiście dostarczonej lub pobranej a ilością energii, która miała zostać dostarczona lub pobrana w wyniku wykonania programu pracy skorygowanego o ilość energii bilansującej aktywowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do wysokości, w jakiej różnica ta była objęta mocami dyspozycyjnymi zgłoszonymi w ofercie na energię bilansującą.

2. Rozliczenie, o którym mowa w ust. 1, prowadzi się:

- 1) dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej;
- 2) dla każdej jednostki grafikowej;
- 3) na podstawie wielkości różnicy, o której mowa w ust. 1, i ceny równej większej z wartości:
  - a) ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust. 2, albo
  - b) 10% rocznej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku, obliczonej zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przy czym do dnia opublikowania nowej ceny przez Prezesa URE, włącznie z tym dniem, stosuje się cenę opublikowaną w poprzednim roku.

3. Dostawca usług bilansujących uiszcza na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego opłatę z tytułu rozliczenia różnicy, o której mowa w ust. 1, jeżeli wielkość tej różnicy jest większa niż 3% ilości energii odpowiadającej zakresowi oferowanej

w ofercie na energię bilansującą mocy dyspozycyjnej jednostki grafikowej, która byłaby dostarczona w danym okresie rozliczania energii bilansującej.

§ 27. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wyznacza dla jednostki grafikowej korekty uzupełniające cen rozliczeniowych energii bilansującej.

2. Dla jednostki grafikowej, dla której w danej dobie nie są stosowane ceny za uruchomienie lub ceny te były równe 0 zł, korekty uzupełniające cen rozliczeniowych energii bilansującej wyznacza się:

- 1) odrębnie dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej:
  - a) w którym jednostka grafikowa była uruchomiona w wyniku poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz zgodnie ze zgłoszonym programem pracy lub
  - b) dla którego stan pracy jednostki grafikowej w danym okresie oraz stany pracy tej jednostki w sąsiednich okresach rozliczania energii bilansującej nie były zależne ze względu na parametry techniczne tej jednostki;
- 2) łącznie dla każdej grupy następujących po sobie okresów rozliczania energii bilansującej w danej dobie, dla których nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt 1.

3. Dla jednostki grafikowej, dla której w danej dobie stosowana cena za uruchomienie jest większa niż 0 zł, korekty uzupełniające cen rozliczeniowych energii bilansującej wyznacza się:

- 1) odrębnie dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej, w którym jednostka grafikowa była uruchomiona w wyniku poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz zgodnie ze zgłoszonym programem pracy;
- 2) łącznie dla wszystkich okresów rozliczania energii bilansującej w danej dobie, dla których nie jest spełniony warunek, o którym mowa w pkt 1.

4. W przypadku, o którym mowa w ust. 2 i ust. 3 pkt 1, korekta uzupełniająca jest różnicą:

- 1) kosztów dostawy lub odbioru energii bilansującej wyznaczonych zgodnie z ust. 7,
- 2) należności wyznaczonych zgodnie z ust. 8

– odniesioną do ilości energii bilansującej dla danego okresu rozliczania energii bilansującej lub grupy okresów rozliczania energii bilansującej, o której mowa w ust. 2 pkt 2.

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, korekta uzupełniająca jest sumą:

- 1) różnicy kosztów dostawy lub odbioru energii bilansującej wyznaczonych zgodnie z ust. 7 i należności wyznaczonych zgodnie z ust. 8,

- 2) różnicy kosztów uruchomień jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii cieplnego wynikających z wykonanych poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz ze zgłoszonego programu pracy

– odniesioną do ilości energii bilansującej dla danych okresów rozliczania energii bilansującej.

6. Jeżeli różnica kosztów, o której mowa w ust. 5 pkt 2, jest różna od 0 zł, a jednocześnie wyznaczenie korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej nie jest możliwe ze względu na ilość energii bilansującej, o której mowa w ust. 5, różnica ta podlega rozliczeniu na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195.

7. Koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej wyznacza się z zastosowaniem:

- 1) dla dostawy energii bilansującej – mniejszej z następujących cen:

- a) ceny wymuszonej dostawy energii elektrycznej, zwanej dalej „CWD”,

- b) ceny ofertowej z oferty na energię bilansującą

– powiększonej o cenę rezerwy operacyjnej w przypadku energii, o której mowa w § 24 ust. 3 pkt 2, albo o prognozowaną cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 24 ust. 2, w przypadku energii, o której mowa w § 24 ust. 3 pkt 1, jeżeli moc, z której jest realizowana dostawa energii bilansującej, podlegałaby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy;

- 2) dla odbioru energii bilansującej – większej z następujących cen:

- a) ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej, zwanej dalej „CWO”,

- b) ceny ofertowej z oferty na energię bilansującą.

8. Należności uwzględnione przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej wyznacza się jako sumę:

- 1) wartości energii bilansującej wyznaczonej według cen, o których mowa w § 24 ust. 4, bez zastosowania korekt, z zastosowaniem § 24 ust. 6;
- 2) należności z tytułu zakupionych mocy bilansujących, w zakresie mocy bilansujących, które nie mogłyby być świadczone w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy oraz nie podlegały rozliczeniu z tytułu niedostarczenia mocy bilansujących zgodnie z § 22;
- 3) należności z tytułu rezerwy operacyjnej, w zakresie mocy, która nie podlegałaby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy.

9. Koszty uruchomień, o których mowa w ust. 5 pkt 2, wyznacza się na podstawie cen za uruchomienie, zwanych dalej „CU”, oraz na podstawie cen ofertowych z oferty na energię bilansującą w przypadku uruchomień i odstawień jednostki grafikowej innych niż wynikające ze zgłoszonego programu pracy.

10. Jeżeli różnica, o której mowa w ust. 4, jest ujemna, nie stosuje się korekty uzupełniającej, o której mowa w ust. 4.

11. Jeżeli suma, o której mowa w ust. 5, jest ujemna i mniejsza niż różnica, o której mowa w ust. 5 pkt 2, korekta uzupełniająca, o której mowa w ust. 5, jest równa mniejszej z wartości:

- 1) różnicy, o której mowa w ust. 5 pkt 2, odniesionej do ilości energii bilansującej dla danych okresów rozliczania energii bilansującej, albo
- 2) zeru.

12. Składniki, na podstawie których wyznacza się CWD, CWO i CU, ustala się zgodnie z § 28 w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej.

**§ 28. 1.** Dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii innego niż moduł wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej CWD i CWO wyznacza się na podstawie:

- 1) kosztu paliwa podstawowego, wyznaczonego zgodnie z ust. 3:
  - a) pomnożonego przez 1,05 – w przypadku CWD,
  - b) pomnożonego przez 0,95 – w przypadku CWO;
- 2) współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, wyznaczonego zgodnie z ust. 4;
- 3) jednostkowego kosztu uprawnień do emisji dwutlenku węgla, wyznaczonego zgodnie z ust. 5;
- 4) jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie dwutlenku węgla;
- 5) wysokości wsparcia, wyznaczonego zgodnie z ust. 6, które odejmuje się przy wyznaczaniu CWD i CWO;
- 6) pozostałych kosztów zmiennych, wyznaczonych zgodnie z ust. 7:
  - a) pomnożonych przez 1,05 – w przypadku CWD,
  - b) pomnożonych przez 0,95 – w przypadku CWO.

2. W przypadku gdy CWD, wyznaczona zgodnie z ust. 1, ma wartość mniejszą lub równą 0, do rozliczeń przyjmuje się wartość 0,01 zł za MWh.

3. Koszt paliwa podstawowego wyznacza się na podstawie:

- 1) w przypadku modułu wytwarzania energii wykorzystującego jako paliwo podstawowe gaz ziemny:
  - a) kosztu zmiennego paliwa gazowego wyznaczonego według ceny rynku dnia następnego na giełdzie towarowej, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy, wyznaczonej dla doby gazowej, której dotyczyło polecenie,
  - b) w przypadku CWD – uzmiennionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego, obliczonego jako opłata za moc zamówioną poniesiona na rzecz operatora systemu gazowego w zakończonym kwartale odniesiona do ilości energii chemicznej paliwa zużytej na wyprodukowanie energii elektrycznej w zakończonym kwartale; w kalkulacji nie uwzględnia się kosztu zamówienia mocy umownej zamówionej na okres, w którym jednostka była niedyspozycyjna,
  - c) środków na pokrycie kosztów wynikających z niezbilansowania w systemie gazowym oraz niezgodności ilości pobranego paliwa gazowego z ilością wynikającą z nominacji złożonej operatorowi systemu gazowego, wynoszących 10% kosztu paliwa wyznaczonego zgodnie z lit. a;
- 2) w przypadku modułu wytwarzania energii cieplnego wykorzystującego jako paliwo podstawowe węgiel brunatny – jednostkowego zmiennego kosztu wytworzenia paliwa oraz jednostkowego kosztu transportu paliwa;
- 3) w przypadku modułu wytwarzania energii innego niż wymieniony w pkt 1 i 2 – kosztu zakupu paliwa oraz jednostkowego kosztu jego transportu i składowania.

4. Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną wyznacza się na podstawie potwierdzonej niezależną ekspertyzą charakterystyki zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej, dla co najmniej jednego i co najwyżej dziesięciu przedziałów mocy, przy czym:

- 1) dla modułu wytwarzania energii opalanego paliwem gazowym współczynnik ten może być korygowany w związku ze zmianą temperatury otoczenia;
- 2) ustalone przedziały mocy obejmują cały zakres parametrów technicznych modułu wytwarzania energii i nie mogą wykroczyć poza ten zakres.

5. Jednostkowy koszt uprawnień do emisji dwutlenku węgla wyznacza się na podstawie aktualnej wartości rynkowej uprawnień do emisji w rozumieniu art. 3 pkt 22 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1092) oraz kosztów zmiennych zakupu tych uprawnień przez pośredników.

6. Wysokość wsparcia:

- 1) dla modułu wytwarzania energii stanowiącego instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 i 1383), w odniesieniu do której wytwórcy energii elektrycznej w danym okresie rozliczania energii bilansującej przysługuje wsparcie określone w lit. a, b lub c, wyznacza się na podstawie:
    - a) kwoty wynikającej z prawa do pokrycia ujemnego salda w przypadku, gdy w odniesieniu do tego modułu wytwarzania energii wytwórcy energii elektrycznej przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii albo
    - b) kwoty, o której mowa w art. 70e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w przypadku instalacji wytwórczych, o których mowa w art. 70a ust. 1 lub 2 tej ustawy, albo
    - c) wartości rynkowej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz kosztów zmiennych ich zakupu lub zbycia przez pośredników,
  - 2) dla modułu wytwarzania energii stanowiącego lub wchodzącego w skład morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050), w odniesieniu do której wytwórcy energii elektrycznej w danym okresie rozliczania energii bilansującej przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 4 tej ustawy, wyznacza się na podstawie kwoty wynikającej z tego prawa,
  - 3) dla modułu wytwarzania energii wytwarzającego energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, w odniesieniu do którego wytwórcy energii elektrycznej w danym okresie rozliczania energii bilansującej przysługuje premia gwarantowana, premia gwarantowana indywidualna, premia kogeneracyjna albo premia kogeneracyjna indywidualna w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553), wyznacza się jako jednostkową wysokość otrzymywanej premii gwarantowanej, premii gwarantowanej indywidualnej, premii kogeneracyjnej albo premii kogeneracyjnej indywidualnej
- przy czym w przypadku gdy w odniesieniu do części energii wytworzonej w module wytwarzania energii nie przysługuje wsparcie, wysokość wsparcia koryguje się proporcjonalnie do tej części.

7. Pozostałe koszty zmienne wyznacza się na podstawie:

- 1) jednostkowych kosztów gospodarczego korzystania ze środowiska, zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania;
- 2) jednostkowych kosztów materiałów eksploatacyjnych, chemikaliów, smarów oraz składników wykorzystywanych w procesach technologicznych niezbędnych do spełnienia norm dotyczących emisji zanieczyszczeń.

8. Dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej, pojedynczego modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej lub grupy modułów wytwarzania energii wchodzących w skład pojedynczej elektrowni szczytowo-pompowej CWD w danej dobie jest równa:

- 1) w przypadku wytwarzania energii elektrycznej – sumie:
  - a) ceny referencyjnej, o której mowa w ust. 10, powiększonej o 5% średniej arytmetycznej z wartości bezwzględnych cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego z danej doby,
  - b) kosztów, o których mowa w ust. 7, pomnożonych przez 1,05;
- 2) w przypadku poboru energii elektrycznej – różnicy:
  - a) iloczynu ceny referencyjnej, o której mowa w ust. 10, powiększonej o 5% średniej arytmetycznej z wartości bezwzględnych cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego z danej doby i współczynnika sprawności, o którym mowa w ust. 11,
  - b) sumy opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej oraz kosztów, o których mowa w ust. 7, pomnożonych przez 0,95.

9. Dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej, pojedynczego modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej lub grupy modułów wytwarzania energii wchodzących w skład pojedynczej elektrowni szczytowo-pompowej CWO w danej dobie jest równa:

- 1) w przypadku wytwarzania energii elektrycznej – sumie:
  - a) ceny referencyjnej, o której mowa w ust. 10, pomniejszonej o 5% średniej arytmetycznej z wartości bezwzględnych cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego z danej doby,
  - b) kosztów, o których mowa w ust. 7, pomnożonych przez 0,95;
- 2) w przypadku poboru energii elektrycznej – różnicy:

- a) iloczynu ceny referencyjnej, o której mowa w ust. 10, pomniejszonej o 5% średniej arytmetycznej z wartości bezwzględnych cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego z danej doby, i współczynnika sprawności, o którym mowa w ust. 11,
- b) sumy opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej oraz kosztów, o których mowa w ust. 7, pomnożonych przez 1,05.

10. Cena referencyjna dla danej doby i danego magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej jest równa:

- 1) w przypadku zmniejszenia w danej dobie stanu naładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej spowodowanego zmianą wielkości wytwarzania lub odbioru energii elektrycznej na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z powodu innego niż swobodne bilansowanie – większej z wartości:
  - a) średniej arytmetycznej z najwyższych w danej dobie cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego odpowiadających łącznie okresowi 4 godzin albo
  - b) średniej arytmetycznej z najniższych w danej dobie cen jednolitego łączenia rynków dnia następnego odpowiadających łącznie okresowi 6 godzin, powiększonej o opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej pobieraną według taryfy operatora, do którego sieci jest przyłączony magazyn energii elektrycznej, naliczaną za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej, podzielonej przez współczynnik sprawności, o którym mowa w ust. 11;
- 2) w przypadku zwiększenia albo braku zmiany w danej dobie stanu naładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej spowodowanego zmianą wielkości wytwarzania lub odbioru energii elektrycznej na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z powodu innego niż swobodne bilansowanie – mniejszej z wartości, o których mowa w pkt 1 lit. a albo b.

11. Współczynnik sprawności magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej wyznacza się na podstawie wielkości energii elektrycznej pobranej z sieci i ponownie wprowadzonej do sieci w ramach cykli ładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej w poprzednim kwartale, a w przypadku pierwszego kwartału pracy – jako równy nominalnej sprawności magazynu energii elektrycznej w rozumieniu art. 7 ust. 2c ustawy lub nominalnej wartości współczynnika sprawności jednokrotnego pełnego cyklu magazynowania elektrowni szczytowo-pompowej.



12. CU dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii cieplnego wyznacza się, uwzględniając różne stany cieplne tego modułu, na podstawie kosztu uruchomienia tego modułu obejmującego, poniesione od momentu rozpoczęcia uruchomienia tego modułu do momentu osiągnięcia mocy minimum technicznego, koszty:

- 1) paliwa podstawowego wyznaczone zgodnie z ust. 3 z zastrzeżeniem, że dla modułu wytwarzania energii wykorzystującego jako paliwo podstawowe gaz ziemny składnik, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 lit. a, wyznacza się jako średnią arytmetyczną z cen paliwa gazowego z rynku dnia następnego na giełdzie towarowej z zakończonego kwartału, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy,
- 2) paliwa pomocniczego,
- 3) gospodarczego korzystania ze środowiska, zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania,
- 4) wody zdemineralizowanej,
- 5) pary wodnej wykorzystanej na potrzeby uruchomienia modułu wytwarzania energii,
- 6) energii elektrycznej pobranej z systemu elektroenergetycznego na pokrycie potrzeb własnych uruchamianego modułu wytwarzania energii,
- 7) emisji dwutlenku węgla, wyznaczone zgodnie z ust. 5

– przy czym w ramach kosztu uruchomienia modułu wytwarzania energii nie uwzględnia się kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej podczas uruchamiania tego modułu.

13. W przypadku gdy CU, wyznaczona zgodnie z ust. 12, będzie miała wartość mniejszą niż 0 zł, do rozliczeń przyjmuje się wartość równą 0 zł.

14. Dla każdej jednostki grafikowej, o której mowa w ust. 1, dostawca usług bilansujących podaje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub aktualizuje:

- 1) w terminie 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego:
  - a) koszty paliwa podstawowego określone w ust. 3 pkt 1 lit. b, pkt 2 lub 3,
  - b) koszty pojedynczego uruchomienia modułu określone w ust. 12 – na podstawie wykonania kosztów w poprzednim kwartale kalendarzowym;
- 2) w okresie kwartału od zakończenia każdego roku:
  - a) informacje o przysługującym prawie do pokrycia ujemnego salda w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, przy czym o utracie tego prawa wytwórca energii elektrycznej informuje niezwłocznie,

- b) cenę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, podaną w ofercie wytwórcy energii elektrycznej, który wygrał aukcję w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
  - c) stałą cenę zakupu wyznaczoną zgodnie z art. 70e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii dla instalacji, o których mowa w art. 70a ust. 1 lub 2 tej ustawy,
  - d) informację o przysługującym prawie do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, przy czym o utracie tego prawa wytwórca energii elektrycznej informuje niezwłocznie,
  - e) informację o przysługującym prawie do uzyskania premii gwarantowanej, premii gwarantowanej indywidualnej, premii kogeneracyjnej albo premii kogeneracyjnej indywidualnej w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
  - f) pozostałe koszty zmienne wyznaczone zgodnie z ust. 7;
- 3) niezwłocznie:
- a) współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, określony w ust. 4 – w przypadku zmiany parametrów technicznych modułu wytwarzania energii lub zmiany tego współczynnika,
  - b) jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie dwutlenku węgla, określony w ust. 1 pkt 4 – w przypadku jego zmiany,
  - c) informację o przysługującym wsparciu, o którym mowa w ust. 6 – w przypadku decyzji lub postanowienia Prezesa URE w zakresie zmiany tego wsparcia;
- 4) przed utworzeniem nowej jednostki grafikowej – informacje, o których mowa w pkt 1–3, na podstawie wykonania danych projektowych lub wartości planowanych.

15. Dla każdej jednostki grafikowej, o której mowa w ust. 8 i 9, dostawca usług bilansujących podaje lub aktualizuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) współczynnik sprawności, o którym mowa w ust. 11:
  - a) przed zawarciem umowy o świadczenie usług przesyłania w zakresie, w jakim umożliwia ona aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu,
  - b) w terminie 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego oraz
  - c) niezwłocznie w przypadku każdej zmiany;

- 2) wysokość stawki opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej – niezwłocznie w przypadku każdej zmiany;
- 3) pozostałe koszty zmienne, wyznaczone zgodnie z ust. 7, w okresie kwartału od zakończenia każdego roku.

16. W przypadku gdy w okresie, którego dotyczy aktualizacja, o której mowa w ust. 14 i 15, koszt uwzględniany w kalkulacji składników CWD, CWO lub CU nie był wykazywany w ewidencji księgowej, przyjmuje się wartość tego kosztu z poprzedniego okresu, chyba że dany koszt nie jest i nie będzie już ponoszony.

17. Dla jednostki grafikowej utworzonej z jednego sterowanego odbioru lub z grupy zasobów, z wyjątkiem grupy modułów wytwarzania energii wchodzących w skład pojedynczej elektrowni szczytowo-pompowej:

- 1) CWD jest równa większej z wartości:
  - a) ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, o której mowa w § 24 ust. 5, albo
  - b) ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego  
– pomniejszonej o cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust.2;
- 2) CWO jest równa mniejszej z wartości:
  - a) ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, o której mowa w § 24 ust. 5, albo
  - b) ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego  
– pomniejszonej o cenę rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25 ust.2.

**§ 29.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, zasady zgodne z przepisami niniejszego rozdziału.

2. W warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może:

- 1) obniżyć łączną moc osiągalną zasobów określoną w § 20 ust. 1;
- 2) podnieść łączną moc osiągalną zasobów określoną w § 20 ust. 2 pkt 1.

## Rozdział 6

### **Zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi**

**§ 30.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, identyfikując ograniczenia systemowe występujące w sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz w koordynowanej sieci 110 kV w zakresie dostarczania energii elektrycznej, wykonuje analizy systemowe z uwzględnieniem wymagań dotyczących parametrów jakościowych energii elektrycznej i niezawodności pracy sieci. Na podstawie wykonanych analiz systemowych operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządza informacje o:

- 1) minimalnej i maksymalnej wielkości wytwarzania w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów;
- 2) maksymalnie możliwej do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wykonuje obowiązek, o którym mowa w ust. 1, w odniesieniu do swojej sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej co najmniej w zakresie umożliwiającym:

- 1) weryfikację wykonywania obowiązku mocowego w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy przez jednostki rynku mocy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 12 tej ustawy utworzone z jednostek fizycznych w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 5 tej ustawy przyłączonych do sieci tego operatora;
- 2) określenie ograniczeń sieciowych na potrzeby świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem jednostek grafików utworzonych z zasobów przyłączonych do sieci tego operatora.

**§ 31.** 1. Zgłoszenia programów pracy dla jednostek grafików uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym:

- 1) określone przez dostawcę usług bilansujących ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy zasobów wchodzących w skład jednostek grafików, w tym warunków pracy zakładu wytwarzania energii w odniesieniu do zgłoszeń grafików obciążenia oraz zgłoszeń grafików rezerw mocy;
- 2) opublikowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do godz. 7.30 doby d-1 ograniczenia, o których mowa w § 34 ust. 2, w odniesieniu do zgłoszeń grafików rezerw mocy.

2. Programy obciążenia składane dla jednostek wytwórczych centralnie koordynowanych uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym określone przez wytwórcę energii elektrycznej ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy tych jednostek oraz warunków pracy zakładu wytwarzania energii.

**§ 32.** 1. Operator systemu elektroenergetycznego publikuje i aktualizuje informacje o technicznych warunkach pracy tego systemu oraz wymagania dotyczące dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, o których mowa w § 17.

2. Informacje, o których mowa w ust. 1, zawierają wykaz ograniczeń sieciowych, wraz z przyczynami ich występowania.

**§ 33.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi planowanie koordynacyjne systemu elektroenergetycznego przez opracowywanie i aktualizowanie:

- 1) planów koordynacyjnych dostępnych zasobów systemu, obejmujących w szczególności:
  - a) prognozowane zapotrzebowanie sieci,
  - b) wymagane rezerwy mocy i prognozowane nadwyżki mocy dostępne dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a także prognozowaną niedyspozycyjność wynikającą z ograniczeń sieciowych,
  - c) prognozowaną moc dyspozycyjną modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej świadczących usługi bilansujące oraz prognozowaną produkcję energii elektrycznej w innych modułach wytwarzania energii i magazynach energii elektrycznej,
  - d) prognozowaną wymianę międzysystemową,
  - e) prognozowaną dostępność mocy wynikającą z funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;
- 2) planów koordynacyjnych wykorzystania zasobów systemu, obejmujących w szczególności:
  - a) najbardziej aktualne dostępne dane na temat wielkości wymienionych w pkt 1 lit. b–e,
  - b) prognozowane zapotrzebowanie na moc krajowego systemu elektroenergetycznego,
  - c) planowaną wielkość wytwarzania energii elektrycznej w modułach wytwarzania energii i magazynach energii elektrycznej świadczących usługi bilansujące, sporządzanych zgodnie ze szczegółowym zakresem i zasadami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

2. Użytkownik systemu przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane niezbędne do opracowania i aktualizacji planów, o których mowa w ust. 1, a także stosowne aktualizacje tych danych, zgodnie z zakresem wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, o których mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485.

**§ 34.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego do godz. 14.30 w dniu d-2, publikuje informacje o stanie sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV dotyczące doby d, w szczególności:

- 1) prognozowanego zapotrzebowania sieci;
- 2) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy zasobów;
- 3) prognozowanej mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) prognozowanej wymiany międzysystemowej;
- 5) planowanych ograniczeń dyspozycyjności modułów wytwarzania energii i odstawień modułów wytwarzania energii;
- 6) prognozowanych ograniczeń sieciowych oraz węzłów sieci lub grupy węzłów sieci, których te ograniczenia dotyczą, wraz ze wskazaniem minimalnej liczby dyspozycyjnych modułów wytwarzania energii w danym węźle sieci lub danej grupie węzłów sieci oraz minimalnej mocy dyspozycyjnej modułów wytwarzania energii w danym węźle sieci lub danej grupie węzłów sieci;
- 7) przewidywanej nadwyżki mocy dostępnej dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 8) dostępności mocy wynikającej z funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż do godz. 7.30 w dniu d-1, na potrzeby świadczenia usług bilansujących, publikuje informacje o ograniczeniach dla doby d w zakresie minimalnych i maksymalnych możliwości wytwarzania energii elektrycznej oraz maksymalnych możliwych do świadczenia wielkości mocy bilansujących, w poszczególnych węzłach sieci lub grupach węzłów sieci, wynikających z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż do godz. 17.00 w dniu d-1 publikuje informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczące doby d, w szczególności:

- 1) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy zasobów;

- 2) prognozowanego zapotrzebowania sieci i zapotrzebowania na moc krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 3) prognozowanej wymiany międzysystemowej;
- 4) prognozowanego stanu zakontraktowania krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 5) cen i wielkości zakupionych mocy bilansujących;
- 6) prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej.

4. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż w dniu d+2 publikuje informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczące doby d, dotyczące w szczególności:

- 1) zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy zasobów;
- 3) mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) wymiany międzysystemowej;
- 5) stanu zakontraktowania krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 6) cen i wielkości mocy bilansujących;
- 7) cen i wielkości rezerwy operacyjnej;
- 8) cen i ilości energii bilansującej;
- 9) cen i wielkości niezbilansowania.

**§ 35.** 1. Obowiązek zakupu usług systemowych, o którym mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje, w szczególności dokonując zakupu mocy bilansujących, usługi udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, usługi pracy kompensatorowej, usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej lub usług w zakresie generacji wymuszonej względami systemowymi.

2. W warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) określa katalog usług systemowych;
- 2) może określić zasady nabywania, świadczenia i rozliczania usług systemowych.

3. W przypadku gdy dokumenty, o których mowa w ust. 2, nie określają zasad nabywania, świadczenia i rozliczania usług systemowych, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa te zasady w umowie z właścicielem zasobu albo podmiotem przez niego upoważnionym świadczącym daną usługę systemową.

4. O planowanym wykorzystaniu usług systemowych operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje na zasadach określonych w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, lub w umowie dotyczącej świadczenia tych usług.

5. Warunki działania w charakterze dostawcy usług w zakresie obrony systemu oraz usług w zakresie odbudowy operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego ustanawia w trybie i na zasadach określonych w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54, z późn. zm.<sup>11)</sup>), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/2196”, oraz w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

## Rozdział 7

### **Sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego**

§ 36. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wytwórcami energii elektrycznej, odbiorcami końcowymi i posiadaczami magazynów energii elektrycznej, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci i sieci 110 kV.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami końcowymi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

§ 37. 1. W celu koordynacji rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz opracowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej planów rozwoju tych systemów operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wytwórcy energii elektrycznej i posiadacze magazynów energii elektrycznej, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, oraz odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej elektroenergetycznej przekazują:

---

<sup>11)</sup> Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 31 z 01.02.2019, str. 108.



- 1) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz koordynacji rozwoju sieci przesyłowej elektroenergetycznej i sieci 110 kV;
- 2) właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz koordynacji rozwoju sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

2. W celu koordynacji rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz opracowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej planów rozwoju tych systemów operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych uzgadniają z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego plan przedsięwzięć inwestycyjnych:

- 1) w sieci 110 kV, które wymagają koordynacji działań inwestycyjnych w sieci przesyłowej elektroenergetycznej i sieci 110 kV;
- 2) w sieciach dystrybucyjnych elektroenergetycznych, które wymagają koordynacji działań inwestycyjnych.

**§ 38.** 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem oraz odbiorcy końcowi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, przesyłają właściwemu operatorowi informacje i dane niezbędne do opracowania planów rozwoju i koordynowania rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej elektroenergetycznej dotyczące:

- 1) mocy i energii elektrycznej – w zakresie ich zużycia i zapotrzebowania na nie;
- 2) przedsięwzięć – w zakresie zarządzania popytem na energię elektryczną;
- 3) charakterystyk:
  - a) stacji i linii elektroenergetycznych,
  - b) modułów wytwarzania energii,
  - c) magazynów energii elektrycznej.

2. Dane i informacje, o których mowa w ust. 1, dotyczą stanu istniejącego i prognozowanego.

## Rozdział 8

**Warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego,**

**zarządzania przepływami i dysponowania mocą modułów wytwarzania energii oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych, a także zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami**

§ 39. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie:

- 1) układu pracy koordynowanej sieci 110 kV w zakresie planowania i prowadzenia ruchu w tej sieci;
- 2) planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym;
- 3) opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii lub zagrożeń bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz planów odbudowy tego systemu;
- 4) planowania rozwoju sieci oraz sporządzania planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 5) sposobu:
  - a) planowania i dysponowania mocą modułów wytwarzania energii przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także koordynacji likwidowania awarii w tej sieci,
  - b) funkcjonowania systemów transmisji danych dla koordynowanej sieci 110 kV i wymagań technicznych dla tych systemów,
  - c) stosowania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i automatyki systemowej dla koordynowanej sieci 110 kV i modułów wytwarzania energii przyłączonych do tej sieci.

§ 40. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych współpracują z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w celu określenia:

- 1) układów pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy w zakresie planowania i prowadzenia ruchu tej sieci;
- 2) planów:
  - a) technicznych w zakresie możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz realizacji zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej,
  - b) zapobiegania awariom i zagrożeniom bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,

- c) usuwania awarii lub zagrożeń w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz planów odbudowy systemu elektroenergetycznego,
  - d) rozwoju sieci oraz planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 3) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci;
- 4) sposobów stosowania i koordynacji nastaw układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

**§ 41.** Współpraca operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego z wytwórcami energii elektrycznej w zakresie posiadanych przez nich jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz, za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z pozostałymi wytwórcami energii elektrycznej, których moduły wytwarzania energii są przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV, w zakresie niezbędnym dla bezpiecznego funkcjonowania tego systemu i zapewnienia mocy źródeł energii elektrycznej, polega na określeniu:

- 1) wymagań:
  - a) technicznych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,
  - b) dotyczących wytwarzania energii elektrycznej w związku z ograniczeniami sieciowymi;
- 2) sposobu:
  - a) zgłaszania nowych lub zmienionych parametrów technicznych modułów wytwarzania energii, zgodnie z zakresem wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, o których mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485, zwanymi dalej „SGU”,
  - b) zgłaszania i zmiany zgodnie z § 17 ust. 8 i 9 terminów ograniczeń dyspozycyjności modułów wytwarzania energii będących SGU oraz zgłaszania ubytków mocy,
  - c) współpracy w zakresie opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii oraz zagrożeń bezpiecznej pracy systemu przesyłowego elektroenergetycznego obejmującego sieć 400 kV, 220 kV i 110 kV, a także sporządzania procedur i instrukcji, odpowiednio w ramach planu obrony systemu i planu odbudowy,
  - d) funkcjonowania systemów transmisji danych dla sieci przesyłowej elektroenergetycznej i koordynowanej sieci 110 kV oraz wymagań technicznych dla tych systemów;
- 3) zasad:

- a) dysponowania mocą jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,
  - b) synchronizacji i odstawiania jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy;
- 4) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci przesyłowej elektroenergetycznej i urządzeniach wytwórcy energii elektrycznej;
- 5) harmonogramów testów oraz raportów z ich realizacji zgodnie z planem testów opracowanym na podstawie art. 43 ust. 2 rozporządzenia 2017/2196.

§ 42. 1. Operator systemu elektroenergetycznego opracowuje i aktualizuje:

- 1) plany działania mające zastosowanie w przypadku wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) procedury i instrukcje postępowania służb dyspozytorskich w przypadku wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu w krajowym systemie elektroenergetycznym.

2. Procedury i instrukcje, o których mowa w ust. 1 pkt 2, określają w szczególności:

- 1) podział kompetencji między poszczególnymi służbami dyspozytorskimi;
- 2) środki łączności;
- 3) zasady współpracy służb dyspozytorskich;
- 4) warunki uruchomienia modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej;
- 5) wytyczne dotyczące postępowania służb dyspozytorskich;
- 6) zachowanie możliwości obciążania modułów wytwarzania energii;
- 7) charakterystykę sieci, w której obszarze wykonuje się działania określone w tych procedurach i instrukcjach;
- 8) działania ruchowe wykonywane w procesie odbudowy systemu;
- 9) możliwości techniczne urządzeń, za pomocą których wykonuje się działania określone w tych procedurach i instrukcjach .

3. Procedury i instrukcje, o których mowa w ust. 1 pkt 2, opracowane przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz aktualizacje tych procedur uzgadnia się z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

4. Procedury i instrukcje, o których mowa w ust. 1 pkt 2, opracowują i aktualizują następujący użytkownicy systemu:

- 1) wytwórca energii elektrycznej wskazany w wykazie SGU, o którym mowa w art. 11 ust. 4 lit. c lub art. 23 ust. 4 lit. c rozporządzenia 2017/2196 – w zakresie udziału w realizacji planu obrony systemu i planu odbudowy systemu oraz zapewnienia gotowości swoich urządzeń do realizacji tych planów;
- 2) odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 3) właściciel rozdzielni znajdującej się wykazie, o którym mowa w art. 23 ust. 4 lit. e rozporządzenia 2017/2196, inny niż operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 4) posiadacz magazynu energii elektrycznej, posiadający jednostkę magazynowania o której mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2017/2196.

5. Procedury i instrukcje, o których mowa w ust. 1 pkt 2, opracowane lub aktualizowane zgodnie z ust. 4, uzgadnia się z operatorem:

- 1) systemu przesyłowego elektroenergetycznego – w przypadku użytkownika systemu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
- 2) systemu przesyłowego i dystrybucyjnego elektroenergetycznego – w przypadku użytkownika systemu, którego urządzenia są przyłączone do sieci 110 kV;
- 3) systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – w przypadku innego użytkownika systemu, jeżeli uczestniczy on w odbudowie systemu.

6. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu operator systemu elektroenergetycznego może dokonać awaryjnych wyłączeń urządzeń, instalacji i sieci w trybie określonym w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, niezależnie od czasu trwania przerw, o których mowa w § 47 ust. 1 i 2.

7. Wytwórca energii elektrycznej, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi synchroniczny moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym lub nowy synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C, przystosowuje urządzenia i napędy pomocnicze do utrzymania w pracy przynajmniej jednego modułu wytwarzania energii w warunkach całkowitej utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.

8. Wytwórca energii elektrycznej, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń podczas całkowitej utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu

wytwarzania energii, w którego skład wchodzi moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia operatorowi systemu elektroenergetycznego właściwemu ze względu na miejsce przyłączenia oraz wdraża plan działań w warunkach utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie. Plan działań zapewnia w szczególności podtrzymanie zdolności operacyjnych do bezpiecznego przyjęcia napięcia w okresie nie krótszym niż 24 godziny oraz uwzględnia działania wymienione w ust. 7, jeżeli są wymagane.

9. Operator systemu elektroenergetycznego właściwy ze względu na miejsce przyłączenia uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego wymagania techniczne w zakresie obrony i odbudowy systemu stawiane odbiorcom lub modułom wytwarzania energii przyłączanym do jego sieci, które zgodnie z rozporządzeniem 2017/2196 są SGU, oraz magazynom energii elektrycznej. Uzgodnienia wykonuje się na etapie wydawania warunków przyłączenia.

10. Odbiorca lub wytwórca energii elektrycznej będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:

- 1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej;
- 2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy instalacji odbiorczej, modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej;
- 3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności przez wykonanie z wynikiem pozytywnym testów odbiorowych i sprawdzających;
- 4) przygotowuje we współpracy z operatorem systemu elektroenergetycznego właściwym ze względu na miejsce przyłączenia harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu;
- 5) raportuje operatorowi systemu elektroenergetycznego właściwemu ze względu na miejsce przyłączenia wykonanie testów odbiorowych i testów sprawdzających;
- 6) wdraża programy naprawcze po testach zakończonych wynikiem negatywnym oraz powtarza testy.

11. W ramach obrony i odbudowy systemu użytkownik systemu przyłączony do sieci danego operatora systemu elektroenergetycznego współpracuje z tym operatorem w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.

§ 43. 1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci:

- 1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyłym stanie technicznym;
- 2) dostosowuje instalacje, o których mowa w pkt 1, do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z § 49 pkt 5;
- 3) niezwłocznie informuje przedsiębiorstwo energetyczne o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych, a także o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach;
- 4) bez uzgodnienia z operatorem systemu elektroenergetycznego nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

2. Operator systemu elektroenergetycznego oraz użytkownik systemu, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, wdrażają środki w obiektach ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy opracowanych na podstawie art. 11 i art. 23 rozporządzenia 2017/2196.

3. Obiekty, o których mowa w ust. 2, obejmują w szczególności:

- 1) rozdzielnie będące własnością operatora systemu przesyłowego;
- 2) rozdzielnie, do których są przyłączone moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c rozporządzenia 2017/2196;
- 3) inne rozdzielnie niezbędne do właściwego przeprowadzenia procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego określone w drodze uzgodnienia między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 4) moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c rozporządzenia 2017/2196.

4. Układ SCO instaluje:

- 1) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- 2) odbiorca przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, na swoich instalacjach zasilających urządzenia odbiorcze

– zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, przepisami rozporządzenia 2017/2196, przepisami rozporządzenia 2016/1388 oraz ust. 11–13 .

5. Odbiorca przyłączony do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia podlega stosowaniu układu SCO przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony.

6. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego połączony z siecią średniego lub niskiego napięcia innego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez tego operatora na zasadach określonych w umowie między tymi operatorami.

7. O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

- 1) odbiorca, o którym mowa w ust. 4 pkt 2, niezwłocznie informuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia;
- 2) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informuje innego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którego siecią wysokiego, średniego lub niskiego napięcia jest połączony.

8. Stan spełnienia wymagań dotyczących układu SCO podlega kontroli przeprowadzanej przez:

- 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego u odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego u odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

9. Plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, oraz przepisami rozporządzenia 2017/2196, opracowuje:

- 1) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
- 2) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

10. Operator systemu elektroenergetycznego może zwolnić z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO odbiorcę przyłączonego do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym uznanego za zakład o zwiększonym ryzyku wystąpienia awarii przemysłowej albo za zakład o dużym ryzyku wystąpienia awarii przemysłowej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 248 ust. 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, 2127 i 2269 oraz z 2022 r. poz. 1079, 1260 i 1504) na wniosek tego odbiorcy. Warunkiem udzielenia zwolnienia



jest uzgodnienie przez strony planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

11. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms dla układów SCO, do których nie mają zastosowania wymogi rozporządzenia 2016/1388, objętych obowiązkiem stosowania przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia przez:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 2) odbiorcę przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym.

12. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms dla układów SCO, do których nie mają zastosowania wymogi rozporządzenia 2016/1388, objętych obowiązkiem stosowania, zgodnie z niniejszym rozporządzeniem, przez:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 2) odbiorcę przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym.

13. Działanie układu SCO jest zgodne z wymogami określonymi w art. 15 ust. 7 rozporządzenia 2017/2196.

14. Obiekty oraz rozdzielnie wskazane w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196 posiadają zdolność do pracy autonomicznej przez minimum 24 godziny, obejmującą funkcjonalności wskazane w tym planie, oraz zdolność do prowadzenia komunikacji głosowej w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego.

## Rozdział 9

### **Zakres i sposób przekazywania informacji odbiorcom przez sprzedawcę**

§ 44. 1. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcom informacje o:

- 1) strukturze paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku;
- 2) miejscu, w którym są dostępne informacje o:
  - a) wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku na środowisko w zakresie wielkości emisji dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów i radioaktywnych odpadów,
  - b) przedsięwzięciach służących poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej dotyczących urządzeń i instalacji wykorzystujących energię elektryczną,
  - c) charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń, takich jak urządzenia AGD i RTV, urządzenia biurowe oraz oświetlenie

– w terminie do dnia 31 marca każdego roku.

2. Informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane wraz z fakturą za energię elektryczną albo za usługę kompleksową i w materiałach promocyjnych oraz publikowane na stronie internetowej sprzedawcy energii elektrycznej.

3. Zakres informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i pkt 2 lit. a, jest określony w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

4. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcy wraz z fakturą za energię elektryczną albo za usługę kompleksową informacje o ilości zużytej przez tego odbiorcę energii elektrycznej za ten sam okres w poprzednim roku, o ile w poprzednim roku prowadził sprzedaż energii temu odbiorcy, oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o przykładowym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej lub taryfowej.

## Rozdział 10

### **Parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz sposób załatwiania reklamacji**

§ 45. 1. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II ustala się następujące parametry jakościowe energii elektrycznej w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s w miejscach przyłączenia zawiera się w przedziale:
  - a)  $50 \text{ Hz} \pm 1\%$  (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
  - b)  $50 \text{ Hz} + 4\% / - 6\%$  (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia;
- 2) w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyień:
  - a)  $\pm 10\%$  napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV,
  - b)  $+ 5\% / - 10\%$  napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV;
- 3) przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 0,8;
- 4) w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
  - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej,
  - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste	Harmoniczne parzyste
-------------------------	----------------------

niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rzęd harmoniczne j [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej j [uh]
rzęd harmoniczne j [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]	rzęd harmoniczne j [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej j [uh]		
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>15	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

5) w każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 3%.

2. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w ust. 1, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi przez strony w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

3. Operator systemu elektroenergetycznego zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w ust. 1 pod warunkiem, że:

1) użytkownik systemu pobiera z niej lub wprowadza do niej moc czynną nie większą od mocy umownej;

- 2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej;
- 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.

4. Moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym spełnia następujące wymagania:

- 1) nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli, przy czym podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń:

Lp.	Przedział wartości RVC	Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC
1	$0,5\% \leq RVC < 1,5\%$	100/godz.
2	$1,5\% \leq RVC < 3,0\%$	10/godz.
3	$3,0\% \leq RVC$	0

- 2) jego udział w całkowitych wahaniami napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

Lp.	Napięcie znamionowe sieci	(Pst)	(Plt)
1	$\geq 220$ kV	0,30	0,20
2	110 kV	0,35	0,25

- 3) nie powoduje w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż 50% wartości granicznych określonych w tabeli w ust. 1 pkt 4;
- 4) spełnia podane wartości wahań napięcia oraz harmonicznych napięcia przez 99% czasu w każdym tygodniu;

- 5) wartość maksymalna całkowitego współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym jest mniejsza lub równa 1,5%.

5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III–V ustala się następujące parametry jakościowe energii elektrycznej – w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:
  - a) 50 Hz  $\pm$  1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
  - b) 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia;
- 2) w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyłeń  $\pm$ 10% napięcia znamionowego;
- 3) przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1;
- 4) w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
  - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,
  - b) dla każdej harmonicznnej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]
rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]	rzęd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [uh]		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				

19	1,5				
23	1,5%				
25	1,5%				
>25	$0,5 + \frac{25}{h}$				

5) w każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8%.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne, do którego sieci są przyłączeni odbiorcy, może dla poszczególnych grup przyłączeniowych ustalić w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust.1 ustawy, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w ust. 1 i 5 albo ustalonych w umowie kompleksowej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, a także wskazać właściwe normy dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym do 0,4 kV.

7. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

8. Dla grupy przyłączeniowej VI parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa.

9. Operator systemu elektroenergetycznego zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w ust. 5 pod warunkiem, że:

- 1) użytkownik systemu pobiera z sieci lub wprowadza do sieci moc czynną nie większą od mocy umownej;
- 2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej;
- 3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.

§ 46. 1. Przez współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), o którym mowa w § 45 ust. 1 pkt 5 oraz ust. 5 pkt 5, należy rozumieć współczynnik określający łącznie wyższe harmoniczne napięcia [ $u_h$ ], obliczany według wzoru:

$$\text{THD} = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (u_h)^2}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,

$u_h$  – wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej,

$h$  – rząd wyższej harmonicznej.

2. Przez wskaźnik długookresowego migotania światła ( $P_{lt}$ ), o którym mowa w § 45 ust. 1 pkt 3, ust. 4 pkt 2 oraz ust. 5 pkt 3, należy rozumieć wskaźnik obliczany na podstawie sekwencji 12 kolejnych wartości wskaźników krótkookresowego migotania światła ( $P_{st}$ ) mierzonych przez 10 min. występujących w okresie 2 godz., według wzoru:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$P_{lt}$  – wskaźnik długookresowego migotania światła,

$P_{st}$  – wskaźnik krótkookresowego migotania światła,

$i$  – sekwencję wartości  $P_{st}$ .

§ 47. 1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) planowane – wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
- 2) nieplanowane – spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na przerwy:

- 1) przemijające (mikroprzerwy) – trwające nie dłużej niż 1 s;
- 2) krótkie – trwające dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min.;
- 3) długie – trwające dłużej niż 3 min. i nie dłużej niż 12 godz.;
- 4) bardzo długie – trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.;
- 5) katastrofalne – trwające dłużej niż 24 godz.

3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w § 49 pkt 4, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I–III i VI:

- 1) dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w roku wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa;
- 2) w przypadku gdy odbiorcą jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w ust. 1, są co najmniej o połowę krótsze od czasów określonych w ust. 5.

5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
  - a) przerwy planowanej – 16 godz.,
  - b) przerwy nieplanowanej – 24 godz.;
- 2) przerw w roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
  - a) przerw planowanych – 35 godz.,
  - b) przerw nieplanowanych – 48 godz.

**§ 48.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, publikuje na swojej stronie internetowej wartości wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku:

- 1) wskaźnik:
  - a) energii elektrycznej niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny (ENS), wyrażony w MWh na rok, stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej



wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy, obejmujący przerwy krótkie, długie i bardzo długie, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i bez uwzględnienia tych przerw,

- b) średniego czasu trwania przerwy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym (AIT), wyrażony w minutach na rok, stanowiący iloczyn liczby 60 i wskaźnika energii niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny (ENS) podzielony przez średnią moc dostarczaną przez system przesyłowy elektroenergetyczny wyrażoną w MW; średnią moc dostarczaną przez system przesyłowy elektroenergetyczny stanowi energia elektryczna dostarczona przez ten system w danym roku wyrażona w MWh podzielona przez liczbę godzin w danym roku

– wyznaczone dla systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz oddzielnie dla każdego poziomu napięcia w tym systemie;

2) wskaźnik:

- a) przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- b) przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców

– wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw;

- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

2. Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, publikuje na swojej stronie internetowej wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku, na zasadach określonych w ust. 1 pkt 2 i 3.

4. Dla każdego z wskaźników, o których mowa w ust. 3, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

§ 49. Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców:

- 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci;
- 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
- 3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci;
- 4) powiadamia z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
  - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
  - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
  - c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie, lub w sposób określony w umowie;
- 5) informuje na piśmie lub w inny sposób określony w umowie z co najmniej:
  - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
  - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
  - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego

napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;

- 6) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci;
- 7) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf;
- 8) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w pkt 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów;
- 9) na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w § 45 ust. 1 i 5 lub które określono w umowie, przez wykonanie odpowiednich pomiarów; w przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej ze standardami, o których mowa w § 45 ust. 1 i 3 lub które określono w umowie, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego;
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w § 45 ust. 1 i 5 lub które określono w umowie;
- 11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w pkt 6 lub 9.

**§ 50.** 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

2. Odbiorca lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Badania laboratoryjne przeprowadza się w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

3. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

4. W terminie 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Przedsiębiorstwo energetyczne umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

5. Koszty ekspertyzy, o której mowa w ust. 4, pokrywa odbiorca.

6. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zwraca koszty, o których mowa w ust. 3 i 5, a także informuje sprzedawcę o korekcie:

- 1) danych pomiarowo-rozliczeniowych lub innych danych wpływających na dokonywane przez sprzedawcę rozliczenia;
- 2) należności za usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej na podstawie umowy kompleksowej.

7. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

## Rozdział 11

### **Zakres, warunki i sposób wykorzystania usług elastyczności przez operatorów elektroenergetycznych**

§ 51. 1. Usługi elastyczności są świadczone przez uczestników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

2. Usługi elastyczności są wykorzystywane przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w szczególności, do zarządzania ograniczeniami sieciowymi oraz reagowania na inne zjawiska sieciowe.

3. W ramach świadczenia usług elastyczności uczestnicy systemu lub agregator dokonują na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zmiany typowego profilu poboru lub generacji energii, za którą to zmianę przysługuje wynagrodzenie.

§ 52. Typowy profil poboru lub generacji energii elektrycznej uczestnika systemu lub agregatora świadczącego usługi elastyczności na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wyznacza się poprzez określenie średniego poziomu mocy generowanej lub pobieranej w dniach roboczych w trzech tygodniach poprzedzających okres świadczenia usługi elastyczności w przedziale godzin 15:00 – 20:00.

§ 53. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dokonuje certyfikacji uczestników systemu lub agregatorów, którzy chcą świadczyć usługi elastyczności.

2. Uczestnicy systemu lub agregatorzy, którzy chcą świadczyć usługi elastyczności, rejestrują się w rejestrze dostawców usług elastyczności, prowadzonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

3. Rejestracji, o której mowa w ust. 1, dokonuje się na formularzu rejestracyjnym, udostępnionym na stronie internetowej właściwego operatora systemu dystrybucyjnego.

4. Formularz, o którym mowa w ust. 3, zawiera co najmniej dane kontaktowe, informacje o posiadanych zasobach elastyczności oraz ich dostępności.

5. Po dokonaniu rejestracji, o której mowa w ust. 2, uczestnicy systemu lub agregatorzy umożliwiają, na swój koszt, właściwemu operatorowi systemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zamontowanie urządzenia pomiarowego i komunikacyjnego.

6. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dokonuje integracji urządzenia pomiarowego i komunikacyjnego, o którym mowa w ust. 4, z własnymi systemami informatycznymi, wykorzystywanymi do obsługi procesów realizowanych za pośrednictwem platformy dla dostawców usług elastyczności.

7. W przypadku gdy integracja, o której mowa w ust. 5, przebiegnie pomyślnie, operator systemu elektroenergetycznego dystrybucyjnego zawiera z uczestnikami systemu lub agregatorami umowę dotyczącą warunków świadczenia usług elastyczności.

§ 54. Operatorzy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego tworzą platformy internetowe dla dostawców usług elastyczności za pomocą których dostawcy usług elastyczności biorą udział w aukcjach, a także które służą do wykonania, monitorowania oraz rozliczenia usług elastyczności dostarczanych przez dostawców usług elastyczności.

§ 55. Dostawcy usług elastyczności dostarczają na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego usługi elastyczności, które służą:

- a) Zarządzaniu ograniczeniami przed zdarzeniem;

- b) Zarządzeniu ograniczeniami po zdarzeniu;
  - c) Wsparciu odbudowy systemu
- gdzie minimalna wielkość oferty wynosi 5 MW.

**§ 56.** 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego organizuje, cotygodniowo, aukcje na świadczenie usług elastyczności.

2. Do udziału w aukcji zapraszani są wszyscy zarejestrowani dostawcy usług elastyczności.

3. Zgłoszenia uczestników aukcji zbierane są każdego tygodnia do wtorku do godziny 24:00. Dostawcy usług elastyczności zgłaszają, ile MW są w stanie dostarczyć oraz wskazują koszt usługi.

4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dokonuje analizy dostępnych ofert oraz wybiera zbiór ofert do realizacji usługi kierując się kryterium ceny oraz dostępności danej usługi.

5. Dostawcy usług elastyczności dostarczają świadczone przez siebie usługi elastyczności na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego od poniedziałku 00:00 do niedzieli 24:00.

6. Dla każdego okna aktywacji generowany jest raport przedstawiający w minutowej rozdzielczości poziom wykonania usługi. Wynagrodzenie na koniec miesięcznego okresu rozliczeniowego stanowi sumę wynagrodzeń z poszczególnych okien aktywacji.

7. Rozliczenie między operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego a dostawcą usług elastyczności następuje w miesiącu następującym po miesiącu, w którym dostarczono usługi elastyczności.

## Rozdział 12

### **Przepisy przejściowe i końcowe**

**§ 57.** 1. Warunki przyłączenia dla obiektów istniejących, o których mowa w art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/631, art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/1447, określone przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują przez czas w nich oznaczony.

2. Warunki przyłączenia dla obiektów, o których mowaart. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/631, art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/1447 lub modernizowanych zgodnie z procedurą określoną w art. 4 ust. 1 rozporządzenia

2016/631, art. 4 ust. 1 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 4 ust. 1 rozporządzenia 2016/1447 określone przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują przez czas w nich oznaczony.

**§ 58.** 1. W przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej lub posiadacz innego zasobu przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia aktywnie uczestniczyli w bilansowaniu systemu w rozumieniu przepisów rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819):

- 1) ten wytwórca energii elektrycznej lub ten posiadacz zasobu nie mają obowiązku przechodzić procesu kwalifikacji wstępnej, o którym mowa w § 20 ust. 6 niniejszego rozporządzenia, w odniesieniu do zasobu, którego dotyczyło aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu, i do zakresu usług bilansujących świadczonego dotychczas przy pomocy tego zasobu;
- 2) dostawca usług bilansujących wskazany przez tego wytwórcę lub tego posiadacza zasobu nie ma obowiązku występowania z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej w odniesieniu do zasobu, którego dotyczy zwolnienie z obowiązku przejścia procesu kwalifikacji wstępnej, o którym mowa w § 20 ust. 6 niniejszego rozporządzenia.

2. W odniesieniu do:

- 1) użytkownika systemu posiadającego jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną, który przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do tej jednostki nie uczestniczył w bilansowaniu systemu w rozumieniu przepisów rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ,
- 2) użytkownika systemu, któremu przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia wydano warunki przyłączenia do sieci przesyłowej modułu wytwarzania energii innego niż moduł wytwarzania energii cieplny kondensacyjny lub moduł wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej, a który przed tą datą nie przyłączył się do sieci

– obowiązek wskazania dostawcy usług bilansujących określony w § 19 ust. 7 niniejszego rozporządzenia oraz obowiązek podlegania pełnemu zakresowi dysponowania określony w § 20 ust. 4 pkt 1 niniejszego rozporządzenia mają zastosowanie od dnia 1 stycznia 2026 r.

3. Przepisy ust. 2 nie pozbawiają użytkownika systemu prawa do wystąpienia przed dniem 1 stycznia 2026 r. z wnioskiem o zmianę statusu tej jednostki na podstawie § 14 ust. 1.

4. Obowiązki określone w § 11 i § 12 ust. 3 pkt 5 wykonuje się do dnia uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii, o którym mowa w art. 3 pkt 69 ustawy. Od dnia uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii dane udostępnia się lub przekazuje się zgodnie z przepisami rozdziału 2d ustawy.

**§ 59.** 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia warunki dotyczące bilansowania zgodne z przepisami niniejszego rozporządzenia oraz art. 18 rozporządzenia 2017/2195, nie później niż w terminie czterech miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, zgodną z przepisami rozporządzenia nie później niż w terminie czterech miesięcy od dnia uprawomocnienia się decyzji o zatwierdzeniu warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 1.

3. Operatorzy systemów elektroenergetycznych, sprzedawcy, odbiorcy, wytwórcy energii elektrycznej oraz posiadacze magazynów energii elektrycznej dostosowują zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej do przepisów rozporządzenia, warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 1, oraz instrukcji, o której mowa w ust. 2, w terminie zapewniającym obowiązywanie zmian umów na dzień wejścia w życie odpowiednio warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 1, oraz instrukcji, o której mowa w ust. 2.

4. Do dnia wejścia w życie warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 1, opracowanych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi jest prowadzone na podstawie warunków dotyczących bilansowania i instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, zgodnych z przepisami rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, a operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego prowadzi rozliczenia zgodnie z tymi dokumentami.

5. Do dnia wejścia w życie instrukcji, o której mowa w ust. 2, opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zgodnie z ust. 2, obowiązuje instrukcja zgodna z przepisami rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

**§ 60.** Dla urządzeń, instalacji i sieci będących obiektami istniejącymi w rozumieniu art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/631, art. 4 ust. 1 i 2 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 4 ust. 1



i 2 rozporządzenia 2016/1447, w zakresie wymagań technicznych, o których mowa w § 5 ust. 1 niniejszego rozporządzenia, stosuje się przepisy załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowaną przez operatora systemu elektroenergetycznego właściwego ze względu na miejsce przyłączenia.

**§ 61.** Dla urządzeń, instalacji i sieci niewymienionych w § 5 ust. 3 niniejszego rozporządzenia stosuje się przepisy załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

**§ 62.** Wytwórca energii elektrycznej oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej utrzymują zdolności techniczne w ramach obrony i odbudowy systemu posiadane przez moduły wytwarzania energii lub magazyny energii elektrycznej przed dniem wejścia w życie rozporządzenia.

**§ 63.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia<sup>12)</sup>.

**MINISTER KLIMATU I  
ŚRODOWISKA**

---

<sup>12)</sup> Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy z dnia ..... o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. ...).

Załączniki  
do rozporządzenia  
Ministra Klimatu i Środowiska  
z dnia  
(Dz. U. poz. )

## Załącznik nr 1

### WYMAGANIA TECHNICZNE DLA PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ORAZ DOTYCZĄCE FUNKCJONOWANIA SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH I ZAPEWNIANIA PRZEZ NIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

#### CZĘŚĆ I. WYMAGANIA OGÓLNE

##### 1. Zagadnienia ogólne.

1.1. Wymagania techniczne dotyczą urządzeń, instalacji i sieci stanowiących krajowy system elektroenergetyczny.

1.2. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych są uzgadniane między właściwymi operatorami systemów i uregulowane w odrębnych dokumentach.

1.3. Szczegółowe wymagania techniczne określa operator systemu elektroenergetycznego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295), zwanej dalej „ustawą”.

2. Wymagania ogólne w zakresie parametrów zwarciovych oraz regulacji prowadzonej za pomocą transformatorów.

2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do krajowego systemu elektroenergetycznego muszą być dostosowane do warunków zwarciovych określonych w miejscu ich przyłączenia przez właściwego operatora systemu.

2.2. Wymaga się, aby zwarcia występujące w urządzeniach, instalacjach i sieciach przyłączonych do krajowego systemu elektroenergetycznego były eliminowane z czasem nie dłuższym niż:

- 1) 120 ms dla urządzeń, instalacji i sieci o napięciu znamionowym równym 220 kV lub wyższym, zwanym dalej „najwyższym napięciem” lub „NN”;
- 2) 150 ms dla urządzeń, instalacji i sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, ale niższym niż 220 kV, zwanym dalej „wysokim napięciem” lub „WN”.

2.3. W uzasadnionych przypadkach, ze względu na stabilność dynamiczną systemu elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego może określić krótsze czasy eliminacji zwarć niż wymagane w pkt 2.2, osiągalne przy zastosowaniu rozwiązań technicznych wykorzystujących dostępne aparaty i urządzenia.

2.4. Ze względu na szczegółowe rozwiązania konstrukcyjne układów rozdzielni, w których eliminacja zwarcia wymaga sekwencyjnego wyłączenia co najmniej dwóch wyłączników, operator systemu przesyłowego może dopuścić dłuższe czasy eliminacji zwarć niż wymagane w pkt 2.2, przy spełnieniu kryteriów stabilności dynamicznej systemu elektroenergetycznego.

2.5. W przypadkach wskazanych w pkt 2.3 i 2.4, operator systemu przesyłowego przedstawia wyniki odpowiednich analiz, uzasadniających modyfikację wymagań dotyczących czasów eliminacji zwarć wymaganych w pkt 2.2.

2.6. W celu spełnienia wymagań z pkt 2.2 – 2.4, właściwy operator systemu określa w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, szczegółowe informacje dotyczące wymaganych czasów działania urządzeń oraz układów odnoszące się w szczególności do:

- 1) układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, urządzeń zabezpieczeniowych i zawartych w nich funkcji zabezpieczeniowych i automatyk lub układów i urządzeń współpracujących z nimi, zwanych dalej „układami i urządzeniami EAZ”;
- 2) zespołów urządzeń teletransmisyjnych oraz infrastruktury teletransmisyjnej, wykorzystywanych do transmisji sygnałów między układami i urządzeniami EAZ zlokalizowanymi w różnych obiektach sieci, zwanych dalej „łączami telekomunikacyjnymi dla potrzeb EAZ”;
- 3) aparatury pierwotnej.

2.7. Transformatory przyłączone do sieci zamkniętej o napięciu znamionowym WN lub o napięciu znamionowym NN, spełniające wymogi określone w art. 19 ust. 2 lit. c oraz d oraz w art. 19 ust. 3 lit. a rozporządzenia 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), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1388”, muszą umożliwiać współpracę z nadrzędnymi układami regulacji oraz blokowanie działania przełącznika zaczepów w celu umożliwienia realizacji obowiązków operatora systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie regulacji napięcia i zarządzania mocą bierną określonych w art. 29 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 25.08.2017, str. 1), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/1485”.

2.8. Uzwojenia transformatorów podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu WN lub sieci o napięciu NN, po stronie górnego napięcia, na którego poziomie podmioty te są przyłączone do sieci, muszą być połączone w gwiazdę. Wymóg ten nie dotyczy kolejowych podstacji trakcyjnych systemu 2x25 kV, przy uwzględnieniu warunku nieprzekraczania poziomu asymetrii napięciowej, odpowiednio do wymagań parametrów jakości energii elektrycznej określonych w § 45 rozporządzenia.

2.9. Punkty gwiazdowe transformatorów i autotransformatorów przyłączonych do sieci WN lub sieci NN oraz aparatura łączeniowa z nimi współpracująca muszą umożliwiać zarówno ich bezpośrednie uziemienie, jak i pracę bez połączenia z układem uziemiającym. Wskazania sposobu pracy punktów gwiazdowych poszczególnych jednostek transformatorowych dokonuje operator systemu przesyłowego, tak aby:

- 1) we wszystkich punktach sieci, we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego określony dla stanu zwarcia z ziemią (jednej fazy lub dwóch faz), jako stosunek maksymalnej wartości skutecznej napięcia fazy nieuszkodzonej względem ziemi, do napięcia tej fazy w przypadku niewystępowania zwarcia, nie przekraczał wartości:
  - a) 1,3 w sieci NN,
  - b) 1,4 w sieci WN;
- 2) sposób pracy punktu gwiazdowego jednostek transformatorowych pracujących w sieciach WN oraz sieciach NN powinien być zgodny z warunkami określonymi przez ich producenta odpowiednio do właściwości układów izolacyjnych.

2.10. Działania operatora systemu przesyłowego dotyczące uziemiania albo nieuziemiania punktów gwiazdowych jednostek transformatorowych WN i NN zmierzają do zapewnienia, aby we wszystkich punktach sieci prąd zwarcia jednofazowego nie był większy niż prąd zwarcia trójfazowego.

2.11. Wymagania określone w pkt 2.9 i 2.10 są spełnione, gdy:

- 1) w sieci NN:

$$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 2 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 0,5,$$

- 2) w sieci WN:

$$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$X_1$  – reaktancję dla składowej symetrycznej zgodnej wyznaczoną w miejscu zwarcia,

$X_0$  – reaktancję dla składowej symetrycznej zerowej wyznaczoną w miejscu zwarcia,

$R_0$  – rezystancję dla składowej symetrycznej zerowej wyznaczoną w miejscu zwarcia.

Spełnienie wskazanych wyżej warunków oznacza, że odpowiednio sieć NN lub sieć WN pracuje ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym.

2.12. W przypadku gdy właściwości izolacji jednostek transformatorowych uniemożliwiają pracę z nieuziemionymi punktami gwiazdowymi i spełnienie warunku  $1 \leq X_0 / X_1$ , operator systemu przesyłowego może zaakceptować fakt, że prąd zwarcia jednofazowego z ziemią jest większy od prądu zwarcia trójfazowego.

3. Wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ.

## Rozdział 1

### Zakres przedmiotowy wymagań

3.1. W rozdziale 2 określa się wymagania techniczne dla układów i urządzeń EAZ w sieci WN oraz w sieci NN w zakresie:

- 1) linii elektroenergetycznych WN oraz linii elektroenergetycznych NN pracujących w sieci zamkniętej;
- 2) linii elektroenergetycznych NN służących do wyprowadzania mocy w ramach modułów wytwarzania energii, zwanych dalej „liniami NN służącymi do wyprowadzania mocy”;
- 3) linii elektroenergetycznych WN służących do wyprowadzania mocy w ramach modułów wytwarzania energii, zwanych dalej „liniami WN służącymi do wyprowadzania mocy”;
- 4) linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych WN oraz linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych NN, niepracujących w sieci zamkniętej;
- 5) transformatorów o napięciu znamionowym strony górnej transformatora WN albo NN;
- 6) stacji pracujących w sieci zamkniętej, z przyłączonymi modułami wytwarzania energii, zwanych dalej „stacjami przyelektrownianymi”;
- 7) rozdzielni WN oraz rozdzielni NN.

3.2. W rozdziale 3 określa się wymagania techniczne dla układów i urządzeń EAZ w sieciach o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i niższym niż 110 kV, zwanym dalej „średnim napięciem” lub „SN”.

3.3. Elementy sieci wyposaża się w układy i urządzenia EAZ, zapewniające w szczególności:

- 1) samoczynną selektywną likwidację zakłóceń sieciowych z zachowaniem, odpowiedniego dla danego elementu sieci, poziomu szybkości i czułości oraz niezawodności działania;
- 2) lokalizację miejsca wystąpienia zakłócenia;
- 3) prowadzenie ruchu stacji o górnym napięciu znamionowym WN lub NN, z użyciem środków pomiarowych, diagnostycznych, sterowniczych i sygnalizacyjnych, zapewniających bezpieczeństwo funkcjonowania poszczególnych elementów sieci oraz ich obsługi;
- 4) zarejestrowanie przebiegów sygnałów analogowych oraz dwustanowych, czyli rejestrację zakłóceń i zdarzeń, umożliwiających w szczególności przesłanie i analizę działania układów i urządzeń EAZ podczas zakłóceń.

3.4. Układy i urządzenia EAZ muszą reagować na zakłócenia w pracy elementów sieci elektroenergetycznej oraz modułów wytwarzania energii, urządzeń i sieci podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznych, w szczególności na:

- 1) zwarcia doziemne i międzyfazowe,
- 2) zwarcia metaliczne i niemetaliczne, w tym wysokooporowe,
- 3) zwarcia przemijające i trwałe,
- 4) zwarcia rozwijające się,
- 5) zakłócenia o charakterze technologicznym w urządzeniach,
- 6) nieprawidłowe działanie wyłączników,
- 7) niebezpieczny wzrost napięcia na liniach elektroenergetycznych

– w tym zakłócenia stanowiące zagrożenie dla stabilności systemu elektroenergetycznego.

3.5. Układy i urządzenia EAZ muszą działać w taki sposób, aby jak najszybciej eliminować zakłócenia. Czasy działania układów i urządzeń EAZ zapewniają:

- 1) zachowanie warunków stabilności dynamicznej systemu elektroenergetycznego;
- 2) zmniejszanie zakresu uszkodzeń w miejscach powstałych zakłóceń;
- 3) zapobieganie nadmiernemu starzeniu się urządzeń;
- 4) zmniejszanie zakłóceń technologicznych;
- 5) bezpieczeństwo ludzi i urządzeń w obiektach sieci elektroenergetycznej.

3.6. Układy i urządzenia EAZ, aparaty, osprzęt instalacyjny oraz ich elementy muszą posiadać świadectwa jakości i świadectwa dopuszczające zastosowanie ich w obiektach sieci właściwego operatora systemu. Dotyczy to w szczególności:

- 1) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań laboratoriów potwierdzających zgodność wykonania urządzeń z wymaganiami norm międzynarodowych i europejskich;
- 2) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań przeprowadzonych przez jednostki badawcze;
- 3) aktualnego świadectwa dopuszczającego do stosowania w sieci właściwego operatora systemu.

## Rozdział 2

### **Wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w sieciach WN lub sieciach NN**

3.7. Ogólne wymagania techniczne dla układów i urządzeń EAZ pracujących w sieciach WN lub w sieciach NN, podyktowane względami niezawodnościowymi, są następujące:

- 1) zabezpieczenia i automatyki poszczególnych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych dobiera się, w szczególności w zakresie ich możliwości funkcjonalnych i konfiguracyjnych, do parametrów tych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych oraz sposobu i przewidywanych warunków ich pracy;
- 2) układy i urządzenia EAZ podmiotów przyłączonych do sieci WN lub do sieci NN muszą umożliwiać ich koordynację z układami i urządzeniami EAZ w tych sieciach, z zachowaniem selektywności ich działania;
- 3) nastawienia układów i urządzeń EAZ podmiotów przyłączonych do sieci WN lub sieci NN muszą być koordynowane przez operatora systemu przesyłowego;
- 4) poszczególne elementy sieci zamkniętej wyposaża się w przynajmniej dwa niezależne zestawy układów i urządzeń EAZ;
- 5) układ i urządzenie EAZ realizuje co najmniej jedną funkcję zabezpieczeniową, przy czym rezerwujące się funkcje zabezpieczeniowe podstawowe tego samego rodzaju muszą być realizowane przez niezależne układy i urządzenia EAZ;
- 6) stosuje się lokalne i zdalne rezerwowanie układów i urządzeń EAZ;
- 7) poszczególne zestawy układów i urządzeń EAZ muszą być zasilane z oddzielnych obwodów zasilających oraz współpracować z oddzielnymi obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego sterowniczego oraz obwodami wyłączającymi;
- 8) obwody sterownicze napięcia pomocniczego poszczególnych obwodów układów i urządzeń EAZ muszą być zasilane z różnych sekcji rozdzielni prądu stałego,

współpracujących z oddzielnymi bateriami akumulatorowymi; dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej;

- 9) zapewnia się redundancję łączy telekomunikacyjnych dla potrzeb układów i urządzeń EAZ, z wyłączeniem przypadków wskazanych w punktach 3.29 i 3.30;
- 10) stosuje się urządzenia z układami lub funkcjami ciągłej autodiagnostyki oraz ciągłej kontroli i testowania urządzeń i układów współpracujących;
- 11) stosuje się elementy oraz rozwiązania układowe zgodne z wymaganiami norm, standardów lub specyfikacji właściciela układów i urządzeń EAZ, zapewniające bezpieczeństwo obwodów wtórnych;
- 12) układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania;
- 13) uszkodzenie jednego z układów i urządzeń EAZ przeznaczonych do zabezpieczenia elementu sieciowego w stacjach o górnym napięciu znamionowym NN nie może stwarzać konieczności odstawienia tego elementu z ruchu.

3.8. Układy i urządzenia EAZ w polu linii elektroenergetycznej NN pracującej w sieci zamkniętej wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe odcinkowe umożliwiające wyłączenia jednofazowe i trójfazowe;
- 2) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe odległościowe umożliwiające wyłączenia jednofazowe i trójfazowe z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych;
- 3) funkcje ziemnozwarciowe kierunkowe;
- 4) funkcje samoczynnego ponownego załączania, zwanego dalej „SPZ”, umożliwiające realizację jednofazowego i trójfazowego cyklu SPZ;
- 5) funkcje kontroli synchronizmu;
- 6) redundantne funkcje lokalizacji miejsca zwarcia realizowane przez co najmniej dwa urządzenia EAZ;
- 7) inne funkcje automatyki, jeżeli są niezbędne z powodów systemowych.

3.9. Układy i urządzenia EAZ w polu linii elektroenergetycznej WN pracującej w sieci zamkniętej wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) jedną funkcję podstawową – odległościową z możliwością pracy współbieżnej lub odcinkową; jeżeli nie ma możliwości selektywnego nastawienia funkcji odległościowej, stosuje się funkcję odcinkową jako podstawową;



- 2) jedną funkcję rezerwową – odległościową z możliwością pracy współbieżnej lub ziemnozwarciową;
- 3) funkcję SPZ umożliwiającą realizację trójfazowego cyklu SPZ;
- 4) funkcję lokalizacji miejsca zwarcia.

3.10. Układy i urządzenia EAZ w polu linii elektroenergetycznej jednostronnie zasilanej WN albo linii elektroenergetycznej jednostronnie zasilanej NN, niepracujących w sieci zamkniętej, muszą być wyposażone co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcje zabezpieczeniowe w jednym z wariantów:
  - a) odległościową albo odcinkową jako funkcję podstawową oraz odpowiednio – odległościową albo nadprądową jako funkcję rezerwową; jeżeli nie ma możliwości selektywnego nastawienia funkcji odległościowej, stosuje się funkcję odcinkową jako podstawową,
  - b) redundantne zestawy funkcji nadprądowej bezzwłocznej, nadprądowej zwłocznej niezależnej, ziemnozwarciowej zerowo-prądowej kierunkowej;
- 2) funkcję SPZ umożliwiającą realizację trójfazowego cyklu SPZ;
- 3) funkcję lokalizacji miejsca zwarcia.

3.11. Układy i urządzenia EAZ w polu linii NN służącej do wyprowadzania mocy muszą być wyposażone co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki, przy wszystkich funkcjach zabezpieczeniowych tych linii działających na wyłączenie trójfazowe:

- 1) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe odcinkowe, których zastosowanie jest opcjonalne w przypadku, gdy funkcje zabezpieczeniowe odcinkowe modułu wytwarzania energii obejmują linię NN służącą do wyprowadzania mocy;
- 2) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe odległościowe z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych;
- 3) funkcje ziemnozwarciowe kierunkowe;
- 4) funkcje bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu.

3.12. Układy i urządzenia EAZ w polu linii WN służącej do wyprowadzania mocy muszą być wyposażone co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki, przy wszystkich funkcjach zabezpieczeniowych tych linii działających na wyłączenie trójfazowe:

- 1) funkcję zabezpieczeniową podstawową odcinkową, której zastosowanie jest opcjonalne w przypadku, gdy funkcja zabezpieczeniowa odcinkowa modułu wytwarzania energii obejmuje także linię WN służącą do wyprowadzania mocy;
- 2) funkcję zabezpieczeniową podstawową odległościową z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, z funkcją chroniącą przy załączeniu na zwarcie oraz możliwością pracy współbieżnej funkcji odległościowych;
- 3) funkcję ziemnozwarciową kierunkową;
- 4) funkcję bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu.

3.13. W polach linii elektroenergetycznych WN oraz w polach linii elektroenergetycznych NN służących do wyprowadzania mocy z modułów parku energii dopuszcza się stosowanie funkcji SPZ.

3.14. Układy i urządzenia EAZ w polach transformatora o górnym napięciu znamionowym NN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) redundantne funkcje zabezpieczeniowe podstawowe różnicowe;
- 2) funkcje zabezpieczeniowe odległościowe po górnej i dolnej stronie transformatora;
- 3) funkcje zabezpieczeniowe ziemnozwarciowe kierunkowe po górnej i dolnej stronie transformatora;
- 4) funkcję zabezpieczeniową ziemnozwarciową w punkcie gwiazdowym;
- 5) funkcje kontroli synchronizmu po górnej i dolnej stronie transformatora;
- 6) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora;
- 7) funkcje zabezpieczeniowe nadprądowe i zerowo-napięciowe – wyposaża się w nie stronę SN transformatora w przypadku wykorzystywania uzwojenia SN transformatora do zasilania potrzeb własnych stacji lub rozdzielni lub do przyłączenia dławika.

3.15. Układy i urządzenia EAZ w polach transformatora o górnym napięciu znamionowym WN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcje zabezpieczeniowe podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze – nadprądowe, a dla transformatorów o mocy znamionowej powyżej 5 MVA – różnicowe;
- 2) funkcje zabezpieczeniowe nadprądowo-zwłoczne dla każdej strony transformatora;

- 3) funkcje zabezpieczeniowe przeciążeniowe dla każdej strony transformatora, przy czym transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie;
- 4) zaleca się, aby każda sekcja strony SN transformatora była wyposażona w funkcje zabezpieczeniowe umożliwiające skracanie czasu trwania zwarcia na szynach SN;
- 5) funkcje zabezpieczeniowe transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne muszą działać na wyłączenie.

3.16. Do ochrony transformatorów o górnym napięciu znamionowym NN oraz transformatorów o górnym napięciu znamionowym WN wykorzystuje się zabezpieczenia technologiczne, w szczególności temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i zabezpieczenie przełącznika zaczepów.

3.17. Układy i urządzenia EAZ w polach wszystkich rodzajów łączników szyn WN oraz w polach wszystkich rodzajów łączników szyn NN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcję zabezpieczeniową podstawową pracującą w trybie na rozcinanie połączonych szyn zbiorczych, działającą na wyłączenie trójfazowe własnego wyłącznika; dopuszcza się nierozcinanie szyn w rozdzielniach w układzie typu H;
- 2) pola łączników szyn zastępujących pola linii elektroenergetycznych WN albo NN pracujących w sieci zamkniętej, transformatorów, a także linii elektroenergetycznych WN albo NN służących do wyprowadzania mocy modułów wytwarzania energii wyposaża się w dodatkowe układy i urządzenia EAZ umożliwiające realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola przy użyciu pola łącznika szyn.

3.18. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączy w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych.

3.19. W rozdzielniach uznanych za niezbędne, zgodnie z art. 23 ust. 4 lit. e rozporządzenia 2017/2196, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może wymagać zainstalowania synchronizatorów dla potrzeb odbudowy systemu.

3.20. Szyny zbiorcze rozdzielni WN oraz rozdzielni NN wyposaża się co najmniej w jeden zespół zabezpieczenia szyn zbiorczych, zwany dalej „ZSZ”, zapewniający wyłączenie zwarć w systemach lub sekcjach szyn zbiorczych, z uwzględnieniem zwarć zlokalizowanych w strefie między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym, zwanej dalej „strefą martwą”.

3.21. Jeżeli wymagają tego warunki systemowe w stacjach przyelektrownianych lub w stacjach sąsiadujących z nimi dla szyn zbiorczych WN oraz szyn zbiorczych NN stosuje się

dwa zespoły ZSZ zapewniające wyłączenie zwarć w systemach lub sekcjach szyn zbiorczych, z uwzględnieniem zwarć zlokalizowanych w strefie martwej.

3.22. Wszystkie rozdzielnie WN oraz rozdzielnie NN wyposaża się co najmniej w jeden układ lokalnej rezerwy wyłącznikowej, zwanej dalej „LRW”. Przed wyłączeniem odpowiedniego systemu szyn musi być dokonane impulsowanie uzupełniające przez element układu LRW przypisany polu, w którym nie zadziałał wyłącznik. Dopuszcza się pominięcie impulsowania uzupełniającego lub skrócenie działania LRW, jeżeli wymagają tego warunki systemowe.

3.23. Jeżeli wymagają tego warunki systemowe, w stacjach przyelektrownianych lub w stacjach sąsiadujących z nimi, dla szyn zbiorczych WN oraz szyn zbiorczych NN stosuje się dwa układy LRW.

3.24. Jeżeli zastosowano jeden układ LRW, musi on być niezależny od ZSZ. W stacjach o górnym napięciu WN dopuszcza się stosowanie układów LRW zintegrowanych z układami ZSZ, z wyłączeniem rozdzielni WN, w których operator systemu przesyłowego posiada pole transformatora.

3.25. W rozdzielniach wyposażonych w redundantne układy LRW i redundantne układy ZSZ dopuszcza się zintegrowanie tych układów, z zachowaniem niezależności układów wzajemnie się rezerwujących.

3.26. Rozdzielnie WN lub NN w układach wielowyciążnikowych lub uproszczonych wyposaża się w układy zdalnego rezerwowania wyłączników. W przypadku niezadziałania wyłącznika podczas eliminacji zakłócenia układy zdalnego rezerwowania wyłączników muszą działać na sąsiadujące wyłączniki umożliwiające eliminację tego zakłócenia.

3.27. Łącza telekomunikacyjne dla potrzeb układów i urządzeń EAZ muszą umożliwiać liniom elektroenergetycznym WN oraz liniom elektroenergetycznym NN pracującym w sieci zamkniętej przesyłanie co najmniej następujących sygnałów:

- 1) do realizacji funkcji zabezpieczeń odcinkowych;
- 2) do pracy współbieżnej funkcji zabezpieczeń odległościowych;
- 3) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na wydłużenie stref odległościowych i blokadę SPZ na drugim końcu linii lub bezwarunkowe wyłączenie linii na drugim jej końcu; w przypadku zadziałania LRW mostka środkowego w układach 3/2W wysyłany jest sygnał bezwarunkowego wyłączenia na drugi koniec linii;
- 4) od zadziałania ZSZ w strefie martwej na drugi koniec linii na przyspieszenie działania funkcji zabezpieczeń odległościowych i blokadę SPZ lub na bezwarunkowe wyłączenie;

5) topologii pól przeciwległych, o ile nie realizują tego inne dedykowane łącza telekomunikacyjne.

3.28. Łącza telekomunikacyjne dla potrzeb EAZ muszą umożliwiać układom i urządzeniom EAZ w polach linii elektroenergetycznych WN lub linii elektroenergetycznych NN służących do wyprowadzania mocy w ramach modułów wytwarzania energii przesyłanie co najmniej następujących sygnałów:

- 1) do realizacji funkcji zabezpieczeń odcinkowych;
- 2) do pracy współbieżnej funkcji zabezpieczeń odległościowych;
- 3) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na bezwarunkowe wyłączenie na drugim końcu linii – w przypadku zadziałania LRW;
- 4) od zadziałania ZSZ w strefie martwej na drugi koniec linii na bezwarunkowe wyłączenie;
- 5) topologii pól przeciwległych, o ile nie realizują tego inne dedykowane łącza telekomunikacyjne;
- 6) bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora modułu wytwarzania energii od sygnału przesłanego z miejsca jego nadzoru, jeżeli wyłącznik ten jest zlokalizowany na drugim końcu linii elektroenergetycznej WN lub linii elektroenergetycznej NN służącej do wyprowadzania mocy w ramach modułu wytwarzania energii.

3.29. Do przesyłania sygnałów dla potrzeb układów i urządzeń EAZ, o których mowa w pkt 3.27 i 3.28, stosuje się redundantne, niezależne łącza telekomunikacyjne dla potrzeb EAZ. Dla linii elektroenergetycznych WN pracujących w sieci zamkniętej dopuszcza się stosowanie jednego łącza telekomunikacyjnego dla potrzeb EAZ.

3.30. Dla linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych WN oraz linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych NN, niepracujących w sieci zamkniętej, dla których jest wymagane zastosowanie funkcji odcinkowej lub pracy współbieżnej funkcji odległościowych, dopuszcza się stosowanie jednego łącza telekomunikacyjnego dla potrzeb EAZ. Dla pozostałych linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych WN oraz linii elektroenergetycznych jednostronnie zasilanych NN, niepracujących w sieci zamkniętej, dopuszcza się niestosowanie łącza telekomunikacyjnego dla potrzeb EAZ.

3.31. W przypadku funkcji zabezpieczeniowych odcinkowych linii elektroenergetycznych oraz funkcji telezabezpieczeń zaleca się, aby co najmniej jedno ze stosowanych redundantnych i niezależnych łączy telekomunikacyjnych dla potrzeb EAZ zostało zrealizowane jako łącze światłowodowe wykorzystujące dedykowane włókna światłowodu zainstalowanego na linii.

3.32. Rejestracja zakłóceń sieciowych, wykorzystywana do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń, działania układów i urządzeń EAZ oraz wyłączników, musi być realizowana we wszystkich rozdzielniach WN oraz rozdzielniach NN. Funkcje rejestracji zakłóceń sieciowych umożliwiają zapisanie co najmniej:

- 1) w każdym polu 3 napięć i 3 prądów fazowych oraz składowych zerowych napięcia i prądu;
- 2) sygnałów o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkich sygnałów o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkich sygnałów z telezabezpieczeń (nadawanie i odbiór) oraz sygnałów załączających od układów SPZ;
- 3) przebiegów wolnozmiennych.

3.33. Podmioty przyłączone do sieci WN lub do sieci NN są obowiązane do przekazywania wyników rejestracji, o której mowa w pkt 3.32, właściwemu operatorowi systemu na jego żądanie, w uzgodnionym terminie i w uzgodnionym formacie.

3.34. Właściwy operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu przesyłowego muszą wymieniać się wynikami rejestracji, o której mowa w pkt 3.32, na żądanie właściwego operatora systemu, w uzgodnionym terminie i w uzgodnionym formacie.

3.35. Systemy sterowania i nadzoru nad pracą obiektów elektroenergetycznych przyłączonych do sieci zamkniętej muszą być przystosowane do wymiany danych z systemami sterowania i nadzoru właściwych operatorów systemu.

3.36. Przekładniki prądowe wykorzystywane do układów i urządzeń EAZ zapewniają:

- 1) klasę dokładności nie gorszą niż 5P20;
- 2) moc rdzeni dostosowaną do obwodu;
- 3) przekładnie dostosowane do warunków zwarciovych i obciążeniowych;
- 4) niezależne rdzenie przekładników do rezerwujących się układów i urządzeń EAZ;
- 5) możliwość zastosowania niekonwencjonalnych metod pomiaru prądu zapewniających nie gorsze parametry techniczne i jakościowe niż w rozwiązaniach klasycznych.

3.37. Przekładniki napięciowe wykorzystywane do układów i urządzeń EAZ zapewniają:

- 1) klasę dokładności nie gorszą niż 3P;
- 2) moc uzwojeń dostosowaną do obwodu;
- 3) niezależne uzwojenia przekładników dla rezerwujących się układów i urządzeń EAZ;
- 4) przynajmniej jedno uzwojenie połączone w układ otwartego trójkąta;
- 5) możliwość zastosowania niekonwencjonalnych metod pomiaru napięcia zapewniających nie gorsze parametry techniczne i jakościowe niż w rozwiązaniach klasycznych.

3.38. Wyłączniki o napięciu znamionowym NN oraz wyłączniki o napięciu znamionowym WN wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenie od niezgodności położenia biegunów – w przypadku niesprzężonych mechanicznie biegunów;
- 2) blokadę, która po wyłączeniu wyłącznika uniemożliwia jego załączenie od ewentualnego trwałego impulsu załączającego.

3.39. Moduł wytwarzania energii musi być wyposażony w funkcje zabezpieczeniowe i automatyki pozwalające utrzymać ten moduł w pracy podczas zwarć w sieci. Funkcje te muszą umożliwić układom i urządzeniom EAZ w sieci zamkniętej działać selektywnie, bez powodowania zbędnych wyłączeń tego modułu wytwarzania energii.

3.40. Elementy modułu wytwarzania energii muszą być dostosowane pod względem wytrzymałości do czasów trwania zwarć w stanach awaryjnych, w szczególności w przypadkach równoczesnych awarii zabezpieczenia podstawowego oraz podstawowego wyłącznika wyłączającego zwarcie.

3.41. Jeżeli wymagają tego warunki systemowe, właściwy operator systemu może zdecydować o zastosowaniu automatyki zapobiegającej kołysaniom mocy – automatyki przeciwkołysaniowej, zwanej dalej „APK”, oraz automatyki zapobiegającej skutkom przeciążeń elementów sieci – automatyki odciążającej, zwanej dalej „AO”. Moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do współpracy z automatyką APK i AO.

3.42. Układy i urządzenia EAZ modułu wytwarzania energii muszą zapewniać ochronę jego elementów także w przypadku awarii zabezpieczeń podstawowych w sieciach WN lub w sieciach NN, a także w przypadku awarii podstawowego wyłącznika wyłączającego zwarcie.

3.43. Układy i urządzenia EAZ modułu wytwarzania energii nie mogą wysyłać impulsów wyłączających do układów i urządzeń EAZ w stacjach przyelektrownianych właściwego operatora systemu, gdy moduł wytwarzania energii jest odłączony od sieci zamkniętej.

3.44. Układ synchronizatora modułu wytwarzania energii musi umożliwiać podanie napięcia na szyny rozdzielni w stacji przyelektrownianej będącej w stanie beznapięciowym.

3.45. Zwarcia wewnątrz modułu wytwarzania energii muszą być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tego modułu.

3.46. Nowoprojektowane układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz układy stacji elektroenergetycznych z nimi współpracujące muszą być, na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych, uzgadniane i zatwierdzone przez operatora systemu właściwego dla miejsca przyłączenia.

### Rozdział 3

#### **Wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w sieciach SN**

3.47. W celu uzyskania wymaganych krótkich czasów eliminacji zwarć oraz zapewnienia selektywnych wyłączeń stosuje się:

- 1) urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej o czasie własnym nie dłuższym niż 80 ms;
- 2) wyłączniki SN o czasie wyłączania nieprzekraczającym 70 ms.

3.48. Poszczególne elementy sieci SN wyposaża się w układy i urządzenia EAZ niezbędne do samoczynnej, selektywnej likwidacji zakłóceń w tej sieci.

3.49. Układy i urządzenia EAZ w polu linii elektroenergetycznej SN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcje zabezpieczeniowe chroniące przed skutkami zwarć wielofazowych, działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii;
- 2) funkcje zabezpieczeniowe chroniące przed skutkami zwarć doziemnych, działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii;
- 3) funkcje SPZ z możliwością ich programowania i blokowania – w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN.

3.50. Jeżeli do linii SN są przyłączone lokalne moduły wytwarzania energii, operator systemu dystrybucyjnego może postawić dodatkowe wymagania odnośnie do wyposażenia układów i urządzeń EAZ pola tej linii w funkcje zabezpieczeniowe i automatyki, , względem wymienionych w punkcie 3.49, w szczególności od skutków zasilania lub podania napięcia na sieć wyłączoną od strony głównego punktu zasilającego i blokady kierunkowej oraz zasad współpracy zabezpieczeń linii z zabezpieczeniem szyn lub lokalną rezerwą wyłącznikową.

3.51. Do zabezpieczania transformatorów olejowych o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA, posiadających wyłącznik przynajmniej po stronie WN, stosuje się układy i urządzenia EAZ wyposażone co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) funkcje zabezpieczeniowe reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze, funkcje zabezpieczeniowe różnicowe dla transformatorów o mocy znamionowej powyżej 5 MVA lub prądowe, działające na wyłączenie;
- 2) funkcje zabezpieczeniowe nadprądowe zwłoczne chroniące przed skutkami zwarć zewnętrznych, działające na wyłączenie;
- 3) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora.



3.52. Do ochrony transformatorów olejowych o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA wykorzystuje się zabezpieczenia technologiczne transformatora, w szczególności gazowo – przepływowe i temperaturowe.

3.53. Układy i urządzenia EAZ w polu łącznika szyn SN wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki, działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

- 1) funkcję zabezpieczeniową rezerwującą działanie funkcji zabezpieczeniowych nadprądowych w polach odpływowych;
- 2) funkcję zabezpieczeniową zwarciovą nadprądową działającą przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie;
- 3) funkcję zabezpieczeniową ziemnozwarciową w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor.

3.54. Układy i urządzenia EAZ w polu pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach o górnym napięciu znamionowym WN wyposaża się co najmniej w funkcje zabezpieczeniowe i automatyki reagujące na:

- 1) obniżenie napięcia na szynach SN;
- 2) zwarcia doziemne w zasilanej sieci SN;
- 3) obniżenie częstotliwości operatora systemu – kryterium nie dotyczy stacji z rozproszoną automatyką SCO.

3.55. Układy i urządzenia EAZ w polu SN baterii kondensatorów wyposaża się co najmniej w następujące funkcje zabezpieczeniowe i automatyki:

- 1) nadprądowe od skutków przeciążeń, działające na wyłączenie baterii;
- 2) od skutków zwarć wewnętrznych, działające na wyłączenie baterii;
- 3) nadnapięciowe.

3.56. Dobór zabezpieczeń dla ochrony potrzeb własnych transformatorów zależy od mocy transformatora oraz sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN i jest ściśle związany z pracującymi w danej rozdzielni zabezpieczeniami ziemnozwarciowymi. Każdy transformator potrzeb własnych musi być zabezpieczony przed skutkami zwarć wewnętrznych i zewnętrznych.

3.57. W odniesieniu do lokalnych modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci SN:

- 1) stacje SN, do których są przyłączone lokalne moduły wytwarzania energii, wyposaża się w układy i urządzenia EAZ mające chronić bezpieczeństwo sieci i odbiorców przyłączonych do sieci, w szczególności reagujące na:
  - a) zwarcia wielofazowe i doziemne,
  - b) wzrost i obniżenie napięcia,
  - c) wzrost i obniżenie częstotliwości,
  - d) utratę połączenia z siecią operatora systemu dystrybucyjnego;
- 2) właściciel modułu wytwarzania wykonuje układ EAZ w taki sposób, aby wyłącznik sprzęgający był łącznikiem przeznaczonym do wyłączania jedynie modułu wytwarzania, a wyłączenie go nie skutkowało pozbawieniem zasilania potrzeb własnych modułu wytwarzania ani jakichkolwiek innych obwodów niezwiązanych z tym modułem;
- 3) właściwy operator systemu dystrybucyjnego określa warunki ewentualnego zasilania lub ponownego zasilania od strony lokalnego modułu wytwarzania energii, sieci wyłączonej od strony głównego punktu zasilającego oraz ponownej synchronizacji, a także niezbędne do tego środki techniczne;
- 4) właściwy operator systemu dystrybucyjnego określa warunki dotyczące zakresu telemechaniki stacji z przyłączonymi lokalnymi modułami wytwarzania energii;
- 5) właściwy operator systemu dystrybucyjnego określa wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w stosunku do modułów wytwarzania energii przyłączanych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego.

3.58. Rozdzielnię SN w stacjach o górnym napięciu znamionowym WN, posiadającą przynajmniej dwa zasilania, wyposaża się w automatykę samoczynnego załączenia rezerwy.

3.59. Nastawienia układów automatyki i zabezpieczeń urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego muszą być skoordynowane z nastawieniami układów automatyki i zabezpieczeń sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego.

3.60. Operator systemu dystrybucyjnego określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatyk i zabezpieczeń oraz środków ochrony przeciwporażeniowej stosowanych przez odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu SN przy wydawaniu warunków przyłączania oraz zmianie warunków pracy sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego.

3.61. Systemy nadzoru i sterowań podmiotów przyłączonych do sieci SN muszą spełniać wymagania właściwego operatora systemu dystrybucyjnego.

3.62. Układy i urządzenia EAZ oraz obwody sterownicze muszą być odporne na awarie sieci elektroenergetycznej i zapewniać ciągłość pracy, po wystąpieniu takiej awarii, przez okres co najmniej:

- 1) 24 godz. w stosunku do obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196;
- 2) 8 godz. – dla pozostałych obiektów.

4. Wymagania techniczne dla systemów telekomunikacji i wymiany informacji podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym.

4.1. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym muszą być wyposażone w urządzenia telemechaniki i telekomunikacji niezbędne do komunikacji z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego właściwym dla miejsca przyłączenia, w zakresie funkcji:

- 1) łączności ruchowej z systemem dyspozytorskim i wewnątrz obiektu;
- 2) nadawania i odbioru danych niezbędnych do planowania i zarządzania pracą krajowego systemu elektroenergetycznego oraz do prowadzenia ruchu sieciowego, w tym m.in. sygnałów z układów telemechaniki lub do tych układów w zakresie telesygnalizacji, telemetrii i telesterowania oraz teleregulacji;
- 3) transmisji sygnałów układów tebezpieczeń i automatyk systemowych;
- 4) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno-handlowych.

4.2. Urządzenia i kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji funkcji, o których mowa w pkt 4.1, spełniają normy i wymagania jakościowe uzgodnione na podstawie standardów określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, z właściwym operatorem systemu elektroenergetycznego. W celu zapewnienia wymaganej pewności realizacji powyższych funkcji urządzenia i kanały telekomunikacyjne powinny definiować poziom niezawodności łączy i zasady ich wzajemnego rezerwowania.

4.3. Szczegółowe wymagania dotyczące sposobu i zakresu wymiany danych określają metody, warunki, wymogi i zasady opracowane na podstawie art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485, art. 7 ust. 4 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1,<sup>1)</sup>), zwanego dalej

„rozporządzeniem 2016/631”, art. 6 ust. 4 rozporządzenia 2016/1388 i art. 5 ust. 4 rozporządzenia 2016/1447 oraz instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

4.4. W zakresie nieuregulowanym w metodach, warunkach, wymogach i zasadach, o których mowa w pkt 4.3, oraz instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, urządzenia i systemy teleinformatyczne wykorzystywane do wymiany danych powinny działać na podstawie standardów i protokołów komunikacyjnych określonych w dokumentach opracowywanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych.

4.5. Urządzenia, systemy teleinformatyczne oraz kanały telekomunikacyjne wykorzystywane do wymiany informacji w zakresie wskazanym w pkt 4.1 powinny zapewniać wymagane bezpieczeństwo, tj. poufność, dostępność oraz integralność danych wraz z ich autentycznością.

4.6. Urządzenia telekomunikacyjne powinny spełniać wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej, określone w odrębnych przepisach, w zakresie:

- 1) odporności na obniżenia napięcia zasilającego;
- 2) dopuszczalnych poziomów emitowanych harmonicznych prądu;
- 3) odporności na wahania napięcia i prądu w sieci zasilającej;
- 4) emisji i odporności na zakłócenia elektromagnetyczne.

4.7. Urządzenia technologiczne systemów telekomunikacji powinny posiadać certyfikaty jakościowe w zakresie stosowania urządzeń i instalacji w obiektach elektroenergetycznych.

4.8. Systemy telekomunikacyjne i teleinformatyczne powinny być odporne na awarie sieci elektroenergetycznej i zapewniać ciągłość pracy przez okres co najmniej 8 godz. po wystąpieniu takiej awarii dla wszystkich obiektów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, z wyjątkiem obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196, dla których wymagania określa § 43 ust. 14 niniejszego rozporządzenia.

## **CZĘŚĆ II. WYMAGANIA TECHNICZNE DOTYCZĄCE MODUŁÓW WYTWARZANIA ENERGII**

5. Wymagania dla modułów wytwarzania energii.

5.1. Wymagania dla układów regulacji napięcia i mocy biernej:

- 1) właściwy operator systemu, do którego sieci jest przyłączony moduł wytwarzania energii typu B i C, ma prawo wymagać przystosowania układu regulacji napięcia i mocy biernej modułu wytwarzania energii do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji;
- 2) moduł wytwarzania energii typu D przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi posiadać układ regulacji napięcia i mocy biernej przystosowany do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji właściwego operatora systemu funkcjonującym na stacji, do której moduł wytwarzania energii jest przyłączony, o ile właściwy operator systemu nie postanowi inaczej;
- 3) w ramach współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej moduł wytwarzania energii musi posiadać zdolność do przyjmowania do realizacji oraz regulacji zgodnie z wypracowanymi przez nadrzędny układ regulacji wartościami zadanymi, z wykorzystaniem dedykowanego kanału komunikacyjnego;
- 4) niezależnie od współpracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji moduł parku energii ma posiadać zdolność do zdalnej zmiany trybu pracy regulacji napięcia i mocy biernej oraz wartości zadaných w czasie rzeczywistym z poziomu systemów właściwego operatora systemu elektroenergetycznego.

#### 5.2. Wymagania techniczne w zakresie obrony i odbudowy systemu.

Wszystkie moduły wytwarzania energii typu C i D oraz moduły wytwarzania energii typu B, dla których określono takie wymagania indywidualnie w warunkach przyłączania, muszą być przystosowane do udziału w obronie systemu i odbudowie w zakresie określonym poniżej:

- 1) wymagania dla pracy wyspowej:
  - a) moduły wytwarzania energii typu C i D muszą mieć zdolność do udziału w pracy wyspowej i spełniać wymogi, o których mowa art. 15 ust. 5 lit. b rozporządzenia 2016/631,
  - b) regulacja LFSM–O, w rozumieniu art. 2 pkt 37 rozporządzenia 2016/631, powinna działać w zakresie obciążeń od poziomu mocy potrzeb własnych do mocy osiągalnej (maksymalnej) modułu wytwarzania energii,
  - c) regulacja LFSM–U, w rozumieniu art. 2 pkt 38 rozporządzenia 2016/631, powinna działać od mocy potrzeb własnych do mocy osiągalnej (maksymalnej) modułu wytwarzania energii,
  - d) moduły wytwarzania energii muszą mieć zapewnioną automatyczną koordynację pracy urządzeń przetwarzających energię pierwotną na energię użyteczną do

zasilenia urządzenia wytwarzającego energię elektryczną, podczas pracy wyspowej w celu:

- dotrzymania kryteriów jakościowych regulacji LFSM–O i LFSM–U,
  - zapewnienia stabilnej pracy przy skokowych zmianach obciążenia,
- e) moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do aktywacji trybu pracy wyspowej, automatycznie w funkcji odchyłki częstotliwości, ze zwłoką czasową lub po zidentyfikowaniu podziału sieci oraz manualnie, na polecenie właściwego operatora systemu; kryteria automatycznej aktywacji określa operator systemu przesyłowego,
- f) po przejściu do pracy wyspowej odstępuje się od realizacji wartości zadanych mocy, wysyłanych z centralnego systemu zarządzania mocą, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, należy przejść na lokalne zadawanie mocy z początkową wartością zadaną równą ostatniej wartości otrzymanej z systemu centralnego,
- g) moduły wytwarzania energii, od których na podstawie art. 15 ust. 5 lit. c rozporządzenia 2016/631 wymaga się zdolności do pracy na potrzeby własne, muszą posiadać zdolność do podania napięcia na szyny rozdzielni sieciowej będące w stanie beznapięciowym;
- 2) wymagania dla rozruchu autonomicznego:
- a) moduły wytwarzania energii, które są zasilane gazem, pracujące w cyklu prostym, oraz elektrownie zasilane energią wody, muszą posiadać zdolność do rozruchu autonomicznego,
  - b) układy regulacji modułów wytwarzania energii muszą posiadać zdolność do regulacji LFSM, zgodnie z wymaganiami określonymi dla wymagań do pracy wyspowej,
  - c) moduły wytwarzania energii muszą posiadać zdolność do podania napięcia na szyny rozdzielni sieciowej będące w stanie bez napięcia.

### **CZEŚĆ III. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI POPRZEZ UKŁADY ENERGOELEKTRONICZNE**

#### **6. Wymagania napięciowe.**

Magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi spełnić następujące wymagania dotyczące stabilnego poziomu napięcia.

6.1. Minimalny czas, w trakcie którego magazyn energii elektrycznej musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego równego 1 jednostce względnej [j.w.] w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci, gdy napięcie bazowe dla jednostek względnych wynosi 110 kV albo 220 kV, został przedstawiony w tabeli nr 1:

**Tabela 1**

Zakres napięcia [j.w.]	Czas pracy [min]
0,85 – 0,90	60
0,90 – 1,118	nieograniczony
1,118 – 1,15	60

6.2. Minimalny czas, w trakcie którego magazyn energii elektrycznej musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego równego 1 j.w. w punkcie przyłączenia bez odłączenia od sieci, gdy napięcie bazowe dla jednostek względnych wynosi 400 kV, został przedstawiony w tabeli nr 2:

Tabela 2

Zakres napięcia [j.w.]	Czas pracy [min.]
0,85 – 0,90	60
0,90 – 1,05	nieograniczony
1,05 – 1,10	60

7. Wymagania częstotliwościowe.

Magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci nn, SN oraz sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi spełnić następujące wymagania dotyczące stabilności częstotliwościowej.

7.1. Magazyn energii elektrycznej musi mieć zdolność do utrzymania się w pracy, przy prędkości zmian częstotliwości co najmniej  $df/dt = 2\text{Hz/s}$ .

7.2. Magazyn energii elektrycznej o mocy maksymalnej 200 kW lub wyższej, musi posiadać zdolność do automatycznego przełączenia trybów pracy:

- 1) wyłączenia trybu ładowania, w czasie nie dłuższym niż 150 ms, przy spadku częstotliwości pracy sieci, w zakresie nastawczym częstotliwościowego progu przełączania od 49,8 Hz do 49,5 Hz, i załączenia trybu rozładowania z dotrzymaniem normalnych czasów załączenia, uwzględniając technologię magazynowania energii elektrycznej;
- 2) wyłączenia trybu rozładowania, w czasie nie dłuższym niż 150 ms, przy wzroście częstotliwości pracy sieci, w zakresie nastawczym częstotliwościowego progu przełączania od 50,2 Hz do 50,5 Hz, i załączenia trybu ładowania z dotrzymaniem normalnych czasów załączenia, uwzględniając technologię magazynowania energii elektrycznej;
- 3) nastawy progów przełączania określa operator systemu przesyłowego.

7.3. Wymagania dotyczące parametrów częstotliwości.

Minimalne czasy pracy magazynu energii elektrycznej przy częstotliwościach odbiegających od wartości znamionowej zostały przedstawione w tabeli nr 3:

**Tabela 3**

Zakres [Hz]	Czas pracy [min.]
47,5 – 48,5	30
48,5 – 49,0	30
49,0 – 51,0	nieograniczony
51,0 – 51,5	30

8. Warunki automatycznego przyłączenia do sieci magazynów energii elektrycznej o mocy maksymalnej 200 kW lub wyższej.



8.1. Magazyn energii elektrycznej może automatycznie przyłączać się do sieci w trybie rozładowania w przypadku, gdy będą spełnione łącznie następujące warunki w ramach zapewnienia zdolności do współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej:

- 1) częstotliwość napięcia w sieci zawiera się w przedziale od 49,00 Hz do 50,02 Hz, oraz
- 2) zwłoka czasowa (rozumiana jako okres od momentu, w którym wartość częstotliwości powraca do przedziału zdefiniowanego powyżej, do momentu załączenia modułu wytwarzania energii do sieci) wynosi co najmniej 60 s.

8.2. Magazyn energii może automatycznie przyłączać się do sieci w trybie ładowania w przypadku, gdy będą spełnione łącznie warunki:

- 1) częstotliwość napięcia w sieci zawiera się w przedziale od 49,98 Hz do 51,0 Hz, oraz
- 2) zwłoka czasowa (rozumiana jako okres od momentu, w którym wartość częstotliwości powraca do przedziału zdefiniowanego powyżej, do momentu załączenia modułu wytwarzania energii do sieci) wynosi co najmniej 60 s.

9. Wymagania dla układów regulacji napięcia i mocy biernej.

9.1. Magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi posiadać układ regulacji napięcia i mocy biernej przystosowany do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji właściwego operatora systemu funkcjonującym na stacji, do której magazyn energii elektrycznej jest przyłączony.

9.2. Właściwy operator systemu, do którego sieci o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV magazyn energii elektrycznej jest przyłączony, ma prawo wymagać przystosowania układu regulacji napięcia i mocy biernej magazynu energii elektrycznej do skoordynowanej pracy z nadrzędnym układem regulacji.

9.3. W ramach współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej magazyn energii elektrycznej musi posiadać zdolność do przyjmowania do realizacji oraz regulacji zgodnie z wypracowanymi przez nadrzędny układ regulacji wartościami zadanymi, przy wykorzystaniu dedykowanego kanału komunikacyjnego.

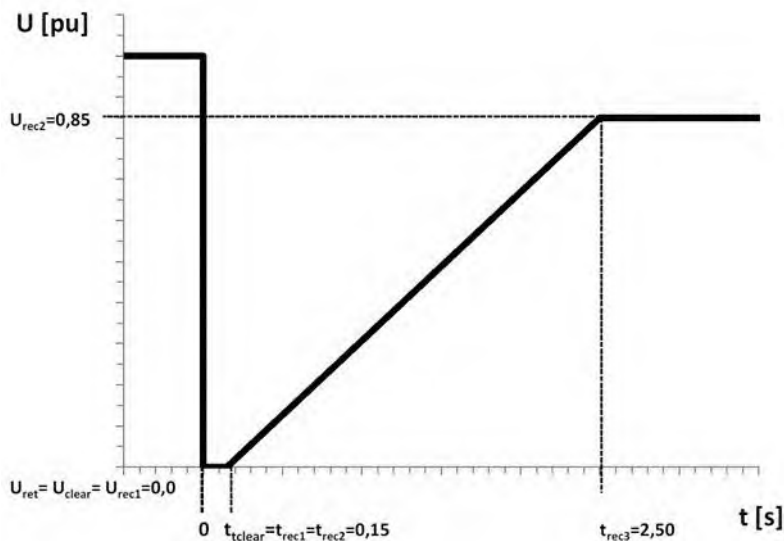
9.4. Niezależnie od wymogu współpracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV musi posiadać:

- 1) układ regulacji napięcia magazynu energii elektrycznej zdolny do pracy w trybach regulacji napięcia, współczynnika mocy  $\cos\phi$  oraz mocy biernej;

2) zdolność do zdalnej zmiany trybów pracy regulacji napięcia i mocy biernej oraz wartości zadanych w czasie rzeczywistym, o ile właściwy operator systemu będzie tego wymagać.

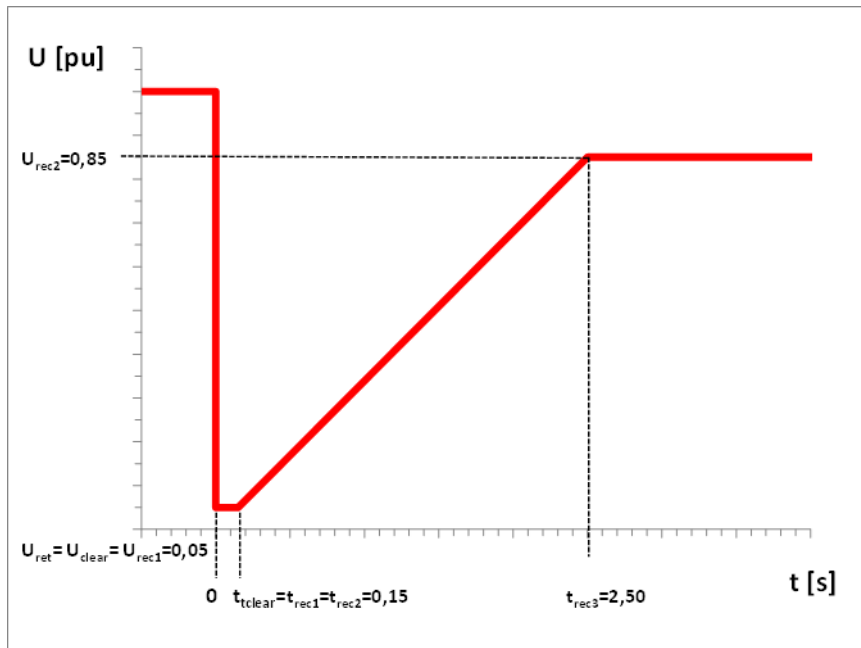
10. Wymagania w zakresie zwarć symetrycznych i niesymetrycznych:

- 1) magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV musi być wyposażony w zabezpieczenia chroniące ten magazyn przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie elektroenergetycznym i innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych; nastawy tych zabezpieczeń muszą uwzględniać wymagania dla pracy magazynu energii elektrycznej w warunkach zakłóceń;
- 2) magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym musi spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia, w trybie rozładowania, zgodnie z profilem napięciowym określonym poniżej:



Parametry napięcia [j.w.]		Parametry czasu [s]	
$U_{ret}$ :	0,00	$t_{clear}$ :	0,15
$U_{clear}$ :	0,00	$t_{rec1}$ :	0,15
$U_{rec1}$ :	0,00	$t_{rec2}$ :	0,15
$U_{rec2}$ :	0,85	$t_{rec3}$ :	2,5

- 3) magazyn energii elektrycznej przyłączony do sieci SN musi spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia, w trybie rozładowania, zgodnie z profilem napięciowym określonym poniżej:



Parametry napięcia [j.w.]		Parametry czasu [s]	
Uret:	0,05	tclear:	0,15
Uclear:	0,05	trec1:	0,15
Urec1:	0,05	trec2:	0,15
Urec2:	0,85	trec3:	2,5

**Załącznik nr 2**

**ZAKRES INFORMACJI PRZEKAZYWANYCH ODBIORCOM KOŃCOWYM O  
STRUKTURZE PALIW I INNYCH NOŚNIKÓW ENERGII PIERWOTNEJ  
ZUŻYWANYCH DO WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ SPRZEDANEJ W  
POPZEDNIM ROKU ORAZ O MIEJSCU, W KTÓRYM SĄ DOSTĘPNE INFORMACJE  
O WPLYWIE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA ŚRODOWISKO**

1. Struktura paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku.

Lp.	Źródło energii	Udział procentowy [%]
1	Odnawialne źródła energii, w tym: biomasa biogaz geotermia energetyka wiatrowa energia słoneczna duża energetyka wodna mała energetyka wodna	
2	Węgiel kamienny	
3	Węgiel brunatny	
4	Gaz ziemny	
5	Energetyka jądrowa	
6	Inne	
RAZEM		100

2. Wykres kołowy obrazujący graficznie strukturę paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.

3. Informacje o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej na środowisko w zakresie emisji dla poszczególnych paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku.

Lp.	Miejsce, w którym dostępne są informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej na środowisko	Rodzaj paliwa	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Pyły	Odpady radioaktywne
			[Mg/MWh]				
1							
2							
3							
		Razem					

## UZASADNIENIE

Zmiana rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 623, z późn. zm.), dokonana rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 2026) rozpoczęła proces dostosowania regulacji w obszarze elektroenergetyki do najważniejszych zmian wynikających z polityki Unii Europejskiej (UE) w dziedzinie energetyki, przede wszystkim przyjętych od tego czasu tzw. pakietów energetycznych – III pakietu (2009)<sup>1)</sup> oraz pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” ogłoszonego przez Komisję Europejską<sup>2)</sup> 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, odbiorców, magazynów energii elektrycznej oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, a także rynków energii elektrycznej, które wcześniej były przedmiotem regulacji krajowych, prywatnoprawnych ustaleń lub regulaminów. Transpozycja przepisów pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” poza zmianą ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne” lub „ustawą”, wymaga również zmiany obecnie obowiązującego rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819) zwane dalej „obowiązującym rozporządzeniem”.

Przedmiotowy projekt rozporządzenia, zwany dalej również „rozporządzeniem systemowym” lub „rozporządzeniem”, do którego wydania podstawą jest delegacja zawarta w art. 9 ust. 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne, wprowadza szczegółowe przepisy uzgadniające krajowy porządek prawny z przepisami prawa UE. Z punktu widzenia projektu rozporządzenia kluczowym zagadnieniem są zasady funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej oraz wymagania techniczne dla przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji i sieci. Zasady funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej obecnie są regulowane w art. 6 rozporządzenia Komisji (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, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”, 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, str. 6), zwanym dalej „rozporządzeniem 2017/2195”. Przepisy projektu rozporządzenia dotyczące rynku bilansującego energii elektrycznej dostosowują ten rynek do założeń określonych w ramach zobowiązań Rzeczypospolitej Polskiej wynikających z decyzji

---

<sup>1)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 55), 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 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 1, z późn. zm.).

<sup>2)</sup> 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.

Komisji Europejskiej SA.46100 (2017/N) – *Poland – Planned Polish capacity mechanism*<sup>3)</sup> oraz z Planu wdrażania reform rynku energii elektrycznej opracowanego zgodnie z art. 20 rozporządzenia 2019/943<sup>4)</sup>, zwanego dalej „Planem wdrażania”, który uwzględnia wskazane powyżej regulacje europejskie.

Plan wdrażania przewiduje reformę rynku bilansującego podzieloną na dwa etapy, przy czym pierwszy etap został wdrożony 1 stycznia 2021 r., a drugi jest wdrażany m.in. przez obowiązujące rozporządzenia. W świetle ram prawnych wynikających z rozporządzenia rynkowego oraz rozporządzenia 2017/2195 reforma rynku odbywa się przez opracowanie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zwanego dalej „OSP”, zmienionych warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, a następnie przedłożenie ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, zwanemu dalej „Prezesem URE”, do zatwierdzenia. Warunki dotyczące bilansowania, zwane dalej „WDB”, pełnią rolę zasadniczego regulaminu funkcjonowania rynku bilansującego, w którym zastąpiły dotychczasową instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, zwaną dalej „IRiESP”, w części dotyczącej bilansowania.

Poza kwestiami związanymi z funkcjonowaniem rynku bilansującego rozporządzenie wprowadza nowe podejście w zakresie określenia wymagań technicznych dla nowych przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji i sieci oraz tych już istniejących w zakresie utrzymania dotąd obowiązujących wymagań. Zmieniają się także przepisy dotyczące procedur awaryjnych i automatyki zabezpieczeniowej w celu zapewnienia pełnego stosowania przepisów unijnych regulujących te zagadnienia, tzn. przede wszystkim z rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54, z późn. zm.), zwanym dalej „rozporządzeniem 2017/2196”. Ponadto wprowadza się do stosowania w prawie krajowym niektóre pojęcia i instytucje z 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 25.08.2017, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/1485”.

Oprócz powyższego zakresu wynikającego ze stosowania prawa UE w rozporządzeniu dokonano pewnych zmian w stosunku do dotychczasowego stanu prawnego, które wynikają ze zmian w realiach funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego i tym samym konieczności uwspółcześnienia pewnych wymagań, co szerzej wyjaśniono w uzasadnieniach do poszczególnych przepisów.

## Rozdział 1

§ 1 opisuje zakres przedmiotowy rozporządzenia zgodnie z delegacją z art. 9 ust. 4 ustawy. Zakres przedmiotowy odpowiada literalnemu brzmieniu delegacji ustawowej.

## § 2

Poniżej omówiono słowniczek pojęć projektu rozporządzenia w podziale na rolę i przeznaczenie lub pochodzenie definicji legalnych.

---

<sup>3)</sup> Dz. Urz. UE C 462 z 21.12.2018, str. 1.

<sup>4)</sup> <https://www.gov.pl/web/klimat/plan-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjety>, dostęp online 14.06.2021.

## 1. Definicje odsyłające do przepisów unijnych

W pierwszej kolejności należy wyjaśnić rolę definicji odsyłających do przepisów unijnych, w szczególności do kodeksów sieci i wytycznych:

- 1) pkt 1 (dostawca usług bilansujących), pkt 2 (energia bilansująca), pkt 15 (moc bilansująca), pkt 29 (okres rozliczania niezbilansowania), pkt 42 (usługi bilansujące) wprowadzają pojęcia z rozporządzenia 2017/2195; ich zastosowanie zapewnia zgodność podstawowej struktury podmiotowej i przedmiotowej, zwanej dalej „strukturą obiektową”, rynku bilansującego z modelem rynku bilansującego wymaganym zgodnie z przepisami tego rozporządzenia oraz rozporządzenia 2017/2195; wprowadzono także definicję umożliwiającą stosowanie powyższych przepisów, ale nieprzenoszącą wprost definicji legalnej – pojęcie europejskich platform bilansujących (pkt 3), obejmujące platformy wymiany energii bilansujących z odpowiednio: rezerw zastępczych, rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną oraz z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną;
- 2) pkt 6 (instalacja odbiorcza), pkt 10 (jednostka odbiorcza), pkt 18 (moduł parku energii), pkt 19 (moduł wytwarzania energii), pkt 46 (zakład wytwarzania energii) wprowadzają pojęcia z dwóch spośród trzech tzw. przyłączeniowych kodeksów sieci (rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 24, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/631”, oraz rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 233 z 18.08.2016, str. 10), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1388”). Jest to niezbędne ze względu na zachowanie spójności zakresów przedmiotowych i podmiotowych przy wprowadzaniu do prawa krajowego przepisów zapewniających stosowalność ww. przepisów lub uzupełniających niektóre obszary pozostawione do uregulowania na poziomie krajowym; warto podkreślić różnicę między modułem wytwarzania energii i zakładem wytwarzania energii – ten drugi termin oznacza kompleks służący do prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii, stanowiąc odpowiednik potocznego pojęcia „elektrownia”; zastosowanie pojęcia modułu wytwarzania energii w miejsce *jednostki wytwórczej* jest uzasadnione zapewnieniem stosowania w szczególności przepisów rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2017/1485 oraz rozporządzenia 2017/2196; należy przy tym zwrócić uwagę, że sam prawodawca europejski nie posługuje się konsekwentną terminologią (np. w rozporządzeniu 2019/943 występuje pojęcie *jednostki wytwarzania*); przyjęto zatem podejście polegające na odzwierciedleniu na poziomie krajowym wyboru terminologii unijnej, a więc zastosowanie w przepisach o charakterze wykonawczym (tj. odpowiednio kodeksy sieci i wytyczne oraz rozporządzenie systemowe) pojęcia *modułu wytwarzania energii*; w kontekście pojęcia z § 2 pkt 18 – moduł parku energii – służy ona zdefiniowaniu przypadków urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej połączonych niesynchronicznie, przez układy energoelektroniczne (np. farmy fotowoltaiczne);
- 3) pkt 7 odsyła do pojęcia jednolitego łączenia rynków dnia następnego (*single day-ahead coupling* – SDAC), wdrażanego na podstawie 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.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2015/1222”;



- 4) pkt 33 (rezerwa mocy) oraz pkt 36-38 (odpowiednio: stan odbudowy systemu, stan zagrożenia, stan zaniku zasilania) odsyłają do rozporządzenia 2017/1485 i umożliwiają zharmonizowanie terminologii dotyczącej prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego (zarządzania systemem przesyłowym);
- 5) definicja ograniczeń sieciowych (pkt 26) odsyła do tego pojęcia w rozporządzeniu 2019/943.

## 2. Definicje specyficzne dla modelu rynku bilansującego wdrażanego w ramach etapu II reformy rynku bilansującego

Odrębnego omówienia wymagają definicje, których wprowadzenie jest związane ze szczegółowymi rozwiązaniami w zakresie modelu rynku bilansującego.

- 1) pkt 8 – jednostka bilansowa – jest to podstawowy element struktury obiektowej rynku bilansującego w dziedzinie działalności podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, czyli zgłaszania zawartych umów sprzedaży energii oraz rozliczania niezbilansowania;
- 2) pkt 9 – jednostka grafikowa – jest to podstawowy element struktury obiektowej rynku bilansującego w dziedzinie działalności dostawców usług bilansujących, czyli świadczenia usług bilansujących; jednostka grafikowa zastępuje dotychczasowe pojęcie jednostki grafikowej aktywnej IRiESP oraz WDB;
- 3) pkt 21 – oferta na energię bilansującą – wprowadzenie pojęcia jest elementem odejścia od dotychczasowego pojęcia oferty bilansującej; zgodnie z rozporządzeniem 2017/2195 w systemach centralnego dysponowania są stosowane oferty zintegrowanego procesu grafikowania, składane dla jednostek grafikowych, które zawierają dane handlowe i techniczne zasobów świadczących usługi bilansujące; oferta na energię bilansującą stanowi część oferty zintegrowanego procesu grafikowania zawierającą dane handlowe dotyczące oferowanej energii bilansującej;
- 4) pkt 22 – oferta na moce bilansujące – podobnie jak w przypadku pkt 26; zgodnie z rozporządzeniem 2017/2195 w systemach centralnego dysponowania są stosowane oferty zintegrowanego procesu grafikowania, składane dla jednostek grafikowych, które zawierają dane handlowe i techniczne zasobów świadczących usługi bilansujące; oferta na moce bilansujące stanowi część oferty zintegrowanego procesu grafikowania zawierającą dane handlowe dotyczące oferowanych mocy bilansujących dla różnych typów mocy bilansujących, w górę i w dół;
- 5) pkt 23 – oferta portfolio na moce bilansujące – wprowadzenie tej instytucji jest szczegółowym rozwiązaniem zapewniającym wykonanie art. 2 pkt 6 i art. 32 ust. 2 rozporządzenia 2017/2195; oferty portfolio na moce bilansujące są stosowane w procesie rynkowego pozyskiwania mocy bilansujących; zawierają ofertę cenową dla poszczególnych typów mocy bilansujących, w górę i w dół, składaną przez dostawcę usług bilansujących, bez wskazania jednostek grafikowych (zasobów), które będą świadczyły zakupione moce bilansujące;
- 6) pkt 24 – oferta techniczna – analogicznie jak w przypadku pkt 26–27, oferta techniczna stanowi część oferty zintegrowanego procesu grafikowania zawierającą dane techniczne, np. charakterystyki uruchamiania;
- 7) pkt 25 – oferta zintegrowanego procesu grafikowania – podstawą wprowadzenia tego pojęcia jest art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195; zgodnie z rozporządzeniem 2017/2195 w systemach centralnego dysponowania są stosowane oferty zintegrowanego

- procesu grafikowania, składane przez dostawcę usług bilansujących, które zawierają dane handlowe i techniczne jednostek grafikowych (zasobów) świadczących usługi bilansujące: ofertę na energię bilansującą, ofertę na moce bilansujące i ofertę techniczną;
- 8) pkt 27 – okres rozliczania energii bilansującej – wprowadza się pojęcie oznaczające jednostkę czasu, w odniesieniu do której rozlicza energię bilansującą; okres ten podstawowo powinien odpowiadać okresowi rozliczania niezbilansowania, ale może być w przyszłości zdefiniowany jako okres krótszy, w ramach rozwoju zasad funkcjonowania rynku bilansującego; wartość tego okresu będzie zdefiniowana w WDB;
  - 9) pkt 28 – okres rozliczania mocy bilansującej – wprowadza się pojęcie oznaczające jednostkę czasu, w odniesieniu do której rozlicza moc bilansującą danego typu w ramach danego procesu zakupu mocy bilansującej; w danym procesie pozyskiwania mocy bilansujących moce bilansujące danego typu są nabywane i rozliczane w odniesieniu do określonej jednostki czasu – okresu rozliczania mocy bilansującej; wartość tego okresu dla danego procesu pozyskiwania mocy bilansujących będzie zdefiniowana w WDB;
  - 10) pkt 29 - okres rozliczania niezbilansowania – oznacza okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195;
  - 11) pkt 30 – program pracy – pojęcie to oznacza grafik obciążenia oraz grafiki rezerw mocy zgłaszane przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki grafikowej; programy pracy są zgłaszane przez dostawców usług bilansujących, dla poszczególnych jednostek grafikowych, na potrzeby techniczno-handlowego bilansowania systemu elektroenergetycznego;
  - 12) pkt 34 – rezerwa operacyjna – na potrzeby wprowadzenia mechanizmu wyceny niedoboru rezerw mocy, zgodnie z pkt 16 lit. e decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. nr SA.46100, wprowadza się pojęcie rezerwy operacyjnej będącej przedmiotem rozliczenia przez OSP na zasadach określonych w § 25; w przytoczonej powyżej decyzji Rzeczpospolita Polska zobowiązała się do wdrożenia mechanizmu wyceny niedoboru rezerw mocy (ang. *scarcity pricing*); istotą tego mechanizmu jest wycena wartości rezerwy operacyjnej w zależności od ilości tej rezerwy oraz uwzględnienie wartości rezerwy operacyjnej w rozliczeniach energii bilansującej i niezbilansowania; definicja rezerwy operacyjnej ma na celu określenie, że jako rezerwa operacyjna jest kwalifikowana rezerwa mocy, która jest dostępna dla OSP przez aktywację oferty na energię bilansującą i okres między wysłaniem polecenia przez OSP a rozpoczęciem dostawy energii do sieci lub zmniejszeniem poboru energii z sieci, z tej rezerwy mocy, jest nie dłuższy niż 30 minut;
  - 13) pkt 39 – sterowany odbiór – pojęcie wprowadza się w związku z możliwością zapewnienia udziału strony popytowej (odpowiedzi odbioru, DSR – ang. *demand side response*) w świadczeniu usług bilansujących; sterowany odbiór jest to instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, która ze względu na posiadaną zdolność do czasowej zmiany zużycia energii elektrycznej z sieci może uczestniczyć aktywnie w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego i w związku z tym wchodzić w skład jednostki grafikowej, przez którą są świadczone usługi bilansujące; zgodnie z definicjami z rozporządzenia 2016/1388 różnica między instalacją odbiorczą a jednostką odbiorczą jest taka, że to pierwsze oznacza instalację zużywającą energię elektryczną, zaś drugie oznacza niepodzielny zestaw instalacji, którym można sterować; z punktu widzenia sterowanego odbioru możliwe jest jednak potraktowanie jako zasobu zarówno jednostki, jak i instalacji, zależnie od specyficznego przypadku danego odbiorcy, np. czy jego

zakład przemysłowy jest skonstruowany tak, że istnieje możliwość sterowania tylko zużyciem całego zakładu, czy poszczególnymi urządzeniami odbiorczymi lub zestawami urządzeń tworzącymi jednostki odbiorcze;

- 14) pkt 40 – swobodne bilansowanie – dostosowano dotychczasową definicję pojęcia *swobodne bilansowanie* do innych zmian wprowadzonych w rozporządzeniu; nie zmieniła się istota pojęcia; w definicji uwzględnione zostały europejskie procesy wymiany energii bilansującej i kompensowania niezbilansowań, o których mowa w rozporządzeniu 2017/2195, oraz zamiast pojęcia oferta bilansująca użyto pojęcia oferta zintegrowanego procesu grafikowania, zgodnie z objaśnieniem w § 2 pkt 25;
- 15) pkt 47 – zapotrzebowanie sieci – jest to wielkość stosowana w rozdziale 6 w ramach opisu planowania koordynacyjnego oraz informacji publikowanych przez OSP; brzmienie definicji jest zgodne z brzmieniem definicji zapotrzebowania sieci określonym w § 2 pkt 3 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. poz. 1455);
- 16) pkt 48 – zasób – pojęcie stosuje się w rozdziałach 5 i 6 na potrzeby definiowania (tworzenia) jednostek grafikowych i jednostek bilansowych; istotą definicji jest określenie typów instalacji i urządzeń przyłączonych do sieci, które mogą stanowić zasób, pod warunkiem jednoznacznego przyporządkowania im rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej; zasób jest zatem pojęciem ogólnym i oznacza moduł wytwarzania energii, magazyn energii elektrycznej, instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą; rozszerzono zakres podmiotowy pojęcia zasób o jednostkę odbiorczą. Jednostka odbiorcza, w rozumieniu rozporządzenia 2016/1388 oznacza niepodzielny zestaw instalacji obejmujący urządzenia, którymi właściciel instalacji odbiorczej lub operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego (OZSD) mogą aktywnie sterować indywidualnie lub wspólnie w ramach zagregowanego obciążenia sterowanego za pośrednictwem osoby trzeciej; z tego względu zakres podmiotowy definicji został rozszerzony o pojęcie jednostki odbiorczej.

### 3. Inne nowe lub zmienione definicje

Poniżej omówiono inne definicje, których nie było w obowiązującym rozporządzeniu lub których treść się zmieniła.

- 1) pkt 4 – farma fotowoltaiczna – w związku z wprowadzeniem specyficznych przepisów dotyczących przyłączania farm PV, wprowadzono pojęcie analogiczne do pojęcia farmy wiatrowej (pkt 5);
- 2) pkt 20 – moduł wytwarzania energii cieplnej – na potrzeby przepisów o wyznaczeniu cen wymuszonej dostawy i odbioru oraz cen uruchomienia (tzw. CWD, CWO i CU) wprowadzono pojęcie ogólne dla wszystkich zasobów wytwarzających energię dzięki energii cieplnej uzyskanej ze spalania paliw lub z energii jądrowej, gdzie również wykorzystuje się paliwo; rozszerzono definicję o *zasilanie paliwami alternatywnymi w procesie innym niż spalanie*;
- 3) pkt 31 – przełącznik SCO – w związku z aktualizacją przepisów dotyczących automatyk zabezpieczeniowych wprowadza się pojęcie przełącznika SCO, który pełni rolę podstawowego elementu w systemie automatyk zabezpieczeniowych;

- 4) pkt 41 – układ SCO – w związku z aktualizacją przepisów dotyczących automatyk zabezpieczeniowych wprowadza się pojęcie układu SCO, który stanowi funkcjonalną całość zapewniającą samoczynne częstotliwościowe odłączenie określonych urządzeń w przypadku przekroczenia wartości kryterialnych częstotliwości;
- 5) pkt 45 – wyłączenie awaryjne – definicję wprowadzono na potrzeby przepisów dotyczących SCO i procedur postępowania w stanach zagrożenia systemu elektroenergetycznego; ma ona za zadanie opisać, jakie sekwencje czynności rozumie się pod tym pojęciem oraz w jaki sposób się je podejmuje; głównym celem definicji było podkreślenie, iż wyłączenie awaryjne zachodzi samoistnie na skutek zadziałania zabezpieczeń (automatyczne wyłączenie urządzeń) lub przez intencjonalne działanie człowieka bez udziału urządzeń lub instalacji zabezpieczających (ręczne wyłączenie urządzeń).

#### 4. Definicje pozostawione w brzmieniu dotychczasowym

- 1) pkt 5 – farma wiatrowa – wprowadzono jedynie zmianę dostosowującą definicję do nowej terminologii stosowanej w rozporządzeniu (moduł wytwarzania energii zamiast jednostki wytwórczej);
- 2) pkt 11 – jednostka wytwórcza centralnie dysponowana, zwana dalej „JWCD” – zachowano dotychczasowe brzmienie definicji; pojęcie wciąż jest istotne ze względu na systemowe znaczenie JWCD w planowaniu i prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego i objęcie ich obowiązkiem – co do zasady – świadczeniem usług bilansujących;
- 3) pkt 12 – jednostka wytwórcza centralnie koordynowana, zwana dalej „JWCK” – zachowano dotychczasowe brzmienie, ponieważ instytucja JWCK nadal będzie funkcjonować i jest istotna w planowaniu i prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego; JWCK utrzymają możliwość dobrowolnego udziału w świadczeniu usług bilansujących; w kontekście definicji z pkt 13 i 14 warto wskazać, że przepisy nie posługują się już skrótami JWCD i JWCK;
- 4) pkt 13 – miejsce dostarczania energii elektrycznej – zachowano dotychczasowe brzmienie, z zastrzeżeniem, że wyrażenie „punkt w sieci” zostało zastąpione słowem „miejsce” w celu zachowania spójności między definicją „miejsce dostarczania energii elektrycznej” i definicją „wirtualne miejsce dostarczania energii elektrycznej”, która odwołuje się do pojęcia miejsca dostarczania energii elektrycznej;
- 5) pkt 14 – miejsce przyłączenia – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 6) pkt 16 – moc przyłączeniowa – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 7) pkt 17 – moc umowna – utrzymano zgodność z brzmieniem 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. poz. 503, z późn. zm.), zwanym dalej „rozporządzeniem taryfowym”;
- 8) pkt 32 – przyłączy – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 9) pkt 35 – rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 10) pkt 43 – usługi systemowe – zachowano dotychczasowe brzmienie;

- 11) pkt 44 – wirtualne miejsce dostarczania energii elektrycznej – zachowano dotychczasowe brzmienie.

Nigdzie nie ma uzasadnienia dla definicji z pkt 46 – zakład wytwarzania energii. W której części powinno być?

## Rozdział 2

### § 3

Podział na grupy przyłączeniowe (ust. 1) oraz sposób określenia napięcia znamionowego (ust. 2) określa, że kryterium podziału na grupy przyłączeniowe są poszczególne poziomy napięcie. § 3 w istocie nie zmienił się w stosunku do obowiązującego rozporządzenia

### § 4

§ 4 ust. 1 ustanawia zakres przedmiotowo-podmiotowy przepisów dotyczących wydawania warunków przyłączenia, tj. sygnalizuje, że przepisy nie dotyczą podmiotów ubiegających się o przyłączenie mikroinstalacji, jeżeli są podmiotami już przyłączonymi jako odbiorcy końcowi; przepis definiuje też rozumienie pojęcia „wnioskodawca” – używanego w kolejnych przepisach.

Ust. 2 określa jakie elementy w szczególności zawarte są w warunkach przyłączenia i są to m.in. miejsce przyłączenia, miejsce dostarczenia energii elektrycznej czy moc przyłączeniowa.

Ust. 3 doprecyzowuje przypadki, w których należy wystąpić z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia przez bezpośrednie wskazanie, że dotyczy on także podmiotów już przyłączonych do sieci i podmiotów posiadających wydane warunki przyłączenia, niebędących jeszcze przyłączonymi do sieci i zwracających się o zmianę tych warunków. Niezależnie od etapu, na którym inwestor dokonuje zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci, konieczne jest zweryfikowanie wpływu tej zmiany na system elektroenergetyczny. Bezpieczeństwo pracy sieci jest w tym przypadku celem nadrzędnym. Należy wskazać, że przedmiotowy przepis ma za zadanie rozstrzygać również przypadek potrzeby złożenia nowego wniosku, kiedy to jeszcze nie zrealizowano przyłączenia obiektu do sieci (wydano warunki przyłączenia lub zawarto umowę o przyłączenie), a zakres planowanych przez podmiot zmian będzie mieć wpływ na warunki i parametry pracy jego urządzeń, które to zmiany nie były weryfikowane na etapie wydawania warunków przyłączenia przez operatora systemu. Przepis doprecyzowuje zatem ustawową zasadę, zgodnie z którą warunki przyłączenia wydaje się w oparciu o wniosek i zawarte w nim informacje. Dla wyeliminowania ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych warto podkreślić, że przewidziana w pkt 16 treść warunków przyłączenia, dotycząca możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych, dotyczy sytuacji, w której do spełnienia wymagań jakościowych niezbędne są inwestycje (np. rozbudowa sieci operatora lub odbiorcy końcowego, instalacja urządzeń do kompensacji mocy biernej). Wówczas spełnienie wymagań jest możliwe po zakończeniu inwestycji, a umowa o przyłączenie może określać warunkowe, tymczasowe odstępstwa w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej, wraz z harmonogramem dojścia do parametrów standardowych.

Ust. 4 określa stację elektroenergetyczną jako miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, rozgraniczenia własności sieci i dostarczania sieci, w przypadku gdy przyłączenie dotyczy sieci przesyłowej..

Ust. 5 rozszerza zakres informacji, jakie powinny znajdować się w wydawanych warunkach przyłączenia wytwórcy oraz posiadaczowi magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne, z uwagi na specyfikę pracy tego typu obiektów. Przepis ust. 6 wymaga od operatorów systemów dystrybucyjnych uzgodnienia z OSP warunków przyłączenia, w określonych przypadkach, przed ich wydaniem podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do ich sieci. Taki sam wymóg dotyczy również połączeń sieci krajowych i międzynarodowych. Przedmiotowe uzgodnienie dotyczy podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej oraz połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV. Wymóg wynika z tego, że oba przypadki obejmują planowane przyłączenia do koordynowanej sieci 110 kV, za której prowadzenie ruchu sieciowego odpowiada poza operatorem systemu dystrybucyjnego również OSP, zgodnie z art. 9c ust. 2 ustawy Prawo energetyczne. Regulacja wprowadza ponadto konieczność przeprowadzania z OSP przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „OSD”, uzgodnień założeń do wykonania ekspertyz przyłączeniowych oraz warunków przyłączenia dla instalacji OZE, należących do podmiotów zaliczanych do III grupy przyłączeniowej, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW. Powyższe jest niezbędne do prawidłowej oceny przez OSP wpływu przyłączanych mniejszych instalacji OZE do sieci średniego napięcia znamionowego na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego, biorąc pod uwagę potencjalne duże zainteresowanie ich przyłączeniem, które może mieć wpływ na rozprędy mocy w sieci zamkniętej (określenie łącznie sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV) w przypadku np. wprowadzenia w życie przepisów projektowanej tzw. ustawy odległościowej dla farm wiatrowych.

Ust. 7 przyznaje wnioskodawcy prawo do zapoznania się z założeniami do ekspertyzy oraz jej wynikami i wpłynie na zapewnienie większej transparentności postępowania o przyłączenie.

Przepis ust. 8 odnosi się do przypadku, kiedy wydającym warunki przyłączenia dla wytwórcy z III, IV i V grupy przyłączeniowej jest OSD nieposiadający bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową. Przepis wprowadza konieczność przeprowadzania uzgodnień warunków przyłączenia przez tego operatora systemu z operatorem systemu dystrybucyjnego posiadającego bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, do którego sieci jest on przyłączony. Powyższe uzgodnienie jest istotne m.in. z punktu widzenia zmian w sieci operatora systemu dystrybucyjnego mającego bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, jakie mogą wystąpić w związku z przyłączeniem wytwórcy do sieci operatora systemu niemającego bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową. Przepis rozstrzyga również, że OSD niepołączony bezpośrednio z siecią przesyłową (tzw. OSDn) ma uzgadniać warunki z OSP za pośrednictwem OSD posiadającego bezpośrednie połączenie z siecią (tzw. OSDp).

Ponadto przepis odwołuje się do rozwiązań w zakresie prowadzonych uzgodnień między operatorem systemu dystrybucyjnego posiadającym połączenie z siecią przesyłową a operatorem systemu przesyłowego.

§ 4 ust. 8 stanowi powtórzenie przepisu § 8 ust. 4 obowiązującego rozporządzenia.

Ust. 11 opisuje terminy, w których operatorzy systemów mają przeprowadzić stosowne uzgodnienia, o których mowa w § 4.

Ust. 12 czyni zadość potrzebie uregulowania na poziomie rozporządzenia kwestii właściwej weryfikacji wniosku przez przedsiębiorstwo sieciowe, które przekazuje projekt warunków przyłączenia do uzgodnienia. Wprowadza się zasadę, zgodnie z którą przekazanie projektu warunków do uzgodnienia stanowi potwierdzenie formalnej poprawności wniosku o określenie warunków przyłączenia, w tym złożenia dokumentów wymaganych na podstawie art. 7 ust. 8d

ustawy, potwierdzających dopuszczalność lokalizacji obiektu objętego tym wnioskiem, na terenie objętym planowaną inwestycją, a także potwierdzających tytuł prawny do tego terenu.

Ust. 13 ustanawia zasadę, że warunki przyłączenia przekazuje się wnioskodawcy razem z projektem umowy o przyłączenie – jest to odpowiednik dotychczasowego § 8 ust. 6.

Ust. 14 znacząco ułatwi dokonanie przyłączenia do sieci zarówno odbiorcy jak i wytwórcy w drodze umowy komercyjnej..

## § 5

Celem paragrafu 5 jest określenie spójnego zestawu wymagań technicznych stawianych obiektom przyłączanym oraz przyłączonym do sieci elektroenergetycznej. Złożoność przepisów wynika z heterogenicznego charakteru regulacji sektora elektroenergetycznego, w których występują przepisy unijne różnej rangi oraz przepisy krajowe, dodatkowo stosowane w różnych horyzontach czasowych – niektóre tylko do urządzeń nowych lub znacznie modernizowanych, inne do wszystkich urządzeń. Należy podkreślić, że dualizm porządków prawnych w zakresie wymagań technicznych wynika m.in. z uregulowania kwestii przyłączeniowej przez akty prawa UE w sposób niekompleksowy. Dodatkowo istnieje potrzeba uzupełnienia na poziomie krajowym pewnych przepisów unijnych kodeksów sieci, co będzie bardziej szczegółowo wyjaśnione m.in. w kontekście § 43. Wykaz powyższych regulacji ujęto w ust. 1.

Ust. 2–4 stanowią delegację do załącznika nr 1 do rozporządzenia, tzw. załącznika technicznego, określającego wymagania techniczne dla różnych urządzeń, instalacji i sieci.

## § 6

Określa wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci. Zgodnie z ust. 1 pkt 2.

Przepis ust. 3 rozszerza zakres informacji, jakie powinny znajdować się we wniosku o określenie warunków przyłączenia farmy fotowoltaicznej, z uwagi na specyfikę działania i rosnący udział tej kategorii wytwórców w dostawie energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego.

## § 7

Przepisy § 7 określają elementy wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z doprecyzowaniem, że wzór wniosku zawiera informacje o możliwości rozstrzygnięcia przez Prezesem URE sporu w sprawie przyłączenia do sieci na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy. W treści przepisu wprowadzono zasadę, że publikowany na stronie internetowej wzór ma być edytowalny, tak aby można było go wypełnić w postaci elektronicznej.

Ust. 2 ma na celu zapewnienie jednolitych zasad kształtowania przez przedsiębiorstwa energetyczne wzorów wniosków o określenie warunków przyłączenia, niezależnie od tego, czy zajmują się przesyłaniem energii elektrycznej czy jej dystrybucją. W związku z tym, wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej I lub II określa co najmniej taki zakres informacji jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. W przypadku, gdy operator systemu przesyłowego opublikuje, zgodnie z § 6 ust. 1, nowe lub zmienione wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej, obowiązany jest do zawarcia informacji o zmianach wzorów *wniosku o określenie warunków przyłączenia* na swojej stronie internetowej, natomiast operatorzy systemów dystrybucyjnych obowiązani są

niezwłocznie dostosować do tych zmian wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej, a następnie je opublikować zgodnie z § 6 ust. 1.

Ust. 3 nakazuje ująć we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia pouczenie o zaliczce wymaganej zgodnie z art. 7 ust. 8a ustawy. W stosunku do poprzedniej treści usunięto słowa „dla wytwórcy”, ponieważ współcześnie wymóg wniesienia zaliczki dotyczy już nie tylko wytwórców.

W ust. 4 rozszerza zakres wzoru wniosku o wzór specyfikacji technicznych dla modułów parku energii określonych w § 7 ust. 7. Ma to na celu ustandaryzowanie praktyki w zakresie przekazywania operatorowi systemu elektroenergetycznego informacji specyficznych dla urządzeń niesynchronicznych.

## § 8

Ust. 1 to przepis o charakterze formalnym, modelujący termin i sposób postępowania przedsiębiorstwa rozpatrującego wniosek o przyłączenie do sieci, jeżeli wnioskodawca przedłożył wniosek niespełniający odpowiednich wymogów dotyczących zakresu informacji podawanych we wniosku o przyłączanie do sieci lub nie jest zgodny z właściwym wzorem. Przepis precyzuje termin, jaki musi wyznaczyć przedsiębiorstwo energetyczne, właściwe do rozpatrzenia wniosku, na usunięcie braków oraz nakazuje poinformować wnioskodawcę o skutkach nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie.

Ust. 2 precyzuje obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego, które poinformowało wnioskodawcę o brakach we wniosku o przyłączenie do sieci. Obowiązki te to konieczność pozostawienia wniosku bez rozpoznania.

## § 9

Ust. 1 ustanawia sposób wydawania warunków połączenia koordynowanej sieci 110 kV, jeżeli połączenie dotyczy dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączenie to dotyczy sieci polskiego OSD i urządzeń, instalacji lub sieci zlokalizowanych poza granicami kraju. Przepis nakazuje uzgodnić takie warunki zawarte w umowie z operatorem systemu elektroenergetycznego.

Ust. 2 ogranicza dopuszczalność połączenia polskiej sieci dystrybucyjnej z urządzeniami, instalacjami lub sieciami zlokalizowanymi poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jedynie do sytuacji, gdy praca urządzeń, instalacji lub sieci łączonych z polską siecią dystrybucyjną ma charakter wyspowy. Ze względu na zakres odpowiedzialności i obowiązków operatorów systemów dystrybucyjnych niedopuszczalne jest połączenie systemu dystrybucyjnego w innym charakterze niż wyspowy, gdyż przepisy unijne i polskie nie dopuszczają do wymiany transgranicznej między systemami dystrybucyjnymi różnych krajów.

Ust. 3 ustanawia analogiczne regulacje jak w ust. 1, w przypadkach gdy na infrastrukturze elektroenergetycznej, której dotyczy połączenie, wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego na majątku niebędącym własnością tego operatora, jak w również w przypadku, gdy na danym majątku nie został wyznaczony operator. Przepis stanowi doprecyzowanie dotychczasowego § 10 ust. 2.

Norma ujęta w ust. 4 precyzuje termin, w jakim należy dokonać uzgodnień połączenia sieci na podstawie umowy.

## Rozdział 3

## § 10



Przepis określa zakres przedmiotowy nośników norm, które uwzględniać musi przedsiębiorstwo energetyczne, które prowadzi obrót energią elektryczną. Przepis nie uległ zmianie względem jego dotychczasowego brzmienia .

#### § 11

Przepis określa zasady postępowania przedsiębiorstw energetycznych zaangażowanych w proces zmiany sprzedawcy. Zasady postępowania dotyczą przede wszystkim sposobu i terminów wymiany informacji niezbędnych do realizacji procesu. Brak regulacji w tym zakresie mógłby prowadzić do problemów praktycznych, gdyż nowy sprzedawca przed rozpoczęciem sprzedaży nie posiadałby danych niezbędnych do realizacji sprzedaży energii elektrycznej dla konkretnego odbiorcy. Przepis określał dotąd (jako § 12) moment zmiany sprzedawcy (z „dotychczasowego” na „nowego”). Zasadą w tym zakresie było przestrzeganie okresów rozliczeniowych i dokonanie procesu zmiany sprzedawcy wraz z zakończeniem tego okresu. Strony mogą jednak określić dzień zmiany sprzedawcy odmiennie.

W treści przepisu wskazano również, że to OSD jest obowiązany dopoinformowania dotychczasowego sprzedawcy o planowanym dniu rozpoczęcia sprzedaży na podstawie informacji od nowego sprzedawcy.

OSD dokonuje także weryfikacji powiadomienia o zmianie sprzedawcy. Informacja o wyniku weryfikacji powinna być przysłana w takiej postaci jak powiadomienie np. w postaci elektronicznej albo dokumentu.

### Rozdział 4

#### § 12

Podobnie jak w przypadku § 5 § 12 ust. 1 ma na celu zgromadzenie w jednym miejscu obszernego katalogu przepisów regulujących działalność sieciową w sektorze elektroenergetyki – stąd rozszerzenie o przepisy unijne i wykonujące je metody, warunki, wymogi i zasady.

Przepis określa obowiązki przedsiębiorstwa sieciowego (OSP/OSD). Jego podstawowym zadaniem jest dostarczanie energii elektrycznej, które jest niezawodne i dochowuje standardów jakościowych określonych w rozporządzeniu. Przedsiębiorstwo energetyczne odpowiada także za opomiarowanie zużycia energii elektrycznej przez użytkowników systemu. W związku z tym odpowiada za instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz ich cykl życia, w tym kontrolę ich działania. Następnie przepis określa ogólną normę dokonującego atrybucji odpowiedzialności za likwidację awarii i usuwanie zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej. Wynika ona z faktu, że przedmiotem działalności przedsiębiorstw sieciowych jest zapewnienie możliwości korzystania z sieci elektroenergetycznej przez innych użytkowników systemu.

Ust. 2 i 3 nie zostały istotnie zmienione i określają czym jest usługa przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz jakie obowiązki mają przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Ust. 4 podtrzymuje dwa istniejące dotychczas obowiązki dla przedsiębiorstw sieciowych świadczących usługę dystrybucji energii elektrycznej. Po pierwsze, obowiązane są one do opracowywania, aktualizowania i udostępniania odbiorcom standardowych profili zużycia energii elektrycznej. Pełnią one funkcję istotną w rozliczeniach za zużyty energię elektryczną. Wymóg ten nie dotyczy odbiorców wyposażonych w licznik zdalnego odczytu, który umożliwia odczyt zużycia energii elektrycznej w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Tym samym nie występuje potrzeba tworzenia uproszczeń ułatwiających rozliczenia między

użytkownikami systemu, jakimi są profile zużycia energii elektrycznej. Po drugie, przedsiębiorstwo sieciowe obowiązane jest do opracowywania i wdrażania procedury zmiany sprzedawcy.

#### § 13

Przepis ustanawia katalog informacji, które operator systemu elektroenergetycznego przesyłowego publikuje na swojej stronie internetowej.

#### § 14

Regulacja § 14 określa na poziom rozporządzenia istotną dla działalności wytwórców i OSP praktykę traktowania jak JWCK niektórych modułów wytwarzania energii, które spełniają kryteria JWCD. Rozwiązanie takie jest niezbędne dla zachowania równowagi między możliwością dysponowania niektórymi modułami wytwarzania energii istotnymi dla systemu elektroenergetycznego a poszanowaniem ograniczeń technologicznych takich modułów wynikających z ich specyfiki (zwłaszcza jednostek OZE lub ciepłowniczych). Celem unormowania jest określenie przesłanek, jakimi OSP kieruje się przy zmianie statusu z JWCD na JWCK.

#### § 15

§ 15 określa zakres postanowień o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w tym dotyczące ilości przesyłanej energii elektrycznej czy rozliczania niezbilansowania z poszczególnymi grupami przyłączeniowymi.

#### § 16

Przepis nakazuje prowadzenie ruchu sieciowego zgodnie z postanowieniami IRiESP lub właściwej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, zwanej dalej „IRiESD”. Wymóg ten jest istotny z punktu widzenia zapewnienia stosowalności IRiESP i IRiESD.

#### § 17

§ 17 określa zasady związane ze zgłaszaniem planów remontów lub wyłączenia z ruchu urządzeń lub instalacji, w tym ograniczenia dyspozycyjności modułów wytwarzania energii w związku z planowanymi pracami.

#### § 18

Przepis § 18 dotyczy udostępniania zdolności międzysystemowych i nie zmienił się w stosunku do dotychczasowej treści, wyszczególniającej przepisy odrębne regulujące zasady udostępniania tych zdolności.

### Rozdział 5

Rozdział 5 dotyczy bilansowania systemu elektroenergetycznego.

§ 19 określa ogólne zasady bilansowania systemu elektroenergetycznego według modelu określonego w etapie II reformy rynku bilansującego.

Ust. 1 reguluje zakres informacji, które OSP bierze pod uwagę bilansując system elektroenergetyczny i jednocześnie zapewnia wykonanie art. 2 pkt 1, art. 14 pkt 1, art. 19-22, art. 29 pkt 1, art. 32 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195 oraz art. 6 rozporządzenia 2019/943. Celem przepisu jest dostosowanie przepisu ogólnego dotyczącego bilansowania systemu elektroenergetycznego do wdrożenia programów pracy, wdrożenia rynkowych mechanizmów

pozyskiwania mocy bilansujących oraz wymiany energii bilansującej na europejskich platformach wymiany energii bilansującej i platformie kompensowania niezbilansowań zgodnie z rozporządzeniem 2017/2195.

Energia bilansująca (w tym energia wymieniana na europejskich platformach bilansujących) i moce bilansujące są pozyskiwane przez OSP na zasadach rynkowych, przez składane oferty, z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych oraz parametrów technicznych i dyspozycyjności zasobów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej.

Ust. 2 zapewnia stosowanie art. 2 pkt 6 i 7 rozporządzenia 2017/2195, czyli pojęć podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) i dostawcy usług bilansujących (DUB). Celem przepisu jest wyszczególnienie w strukturze podmiotowej rynku bilansującego roli DUB oraz POB, zgodnie z przepisami ww. rozporządzenia.

Dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące z wykorzystaniem zasobów, których jest właścicielem lub do wykorzystania których został upoważniony. Dla każdego zasobu można wskazać co najwyżej jednego dostawcę usług bilansujących. Każdy zasób przyłączony do systemu elektroenergetycznego musi być bilansowany przez jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie. Podmiotem tym może być właściciel zasobu lub inny wskazany podmiot.

Ust. 3 również reguluje strukturę podmiotową rynku bilansującego zgodnie z art. 2 pkt 6 i 7 rozporządzenia 2017/2195, określając zasady wskazywania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i opcjonalnie dostawcy usług bilansujących przez odbiorcę końcowego przyłączonego do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Wybrany przez odbiorcę końcowego sprzedawca wskazuje podmiot odpowiedzialny za bilansowanie dla zasobu tego odbiorcy. Odbiorca końcowy albo podmiot przez niego upoważniony może wskazać dostawcę usług bilansujących dla zasobu tego odbiorcy.

Rolą ust. 4 jest określenie zadań podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie zgodnie z art. 17 rozporządzenia 2017/2195, a także wskazanie, że podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie jest podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe, o którym mowa w ustawie. Przepis zapewnia więc możliwość stosowania rozporządzenia unijnego przez wskazanie odpowiedniej instytucji na gruncie prawa krajowego, która pełni tę samą rolę. Przepis definiuje podstawowe zadania realizowane przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w odniesieniu do jednostki bilansowej, przez którą reprezentuje użytkowników systemu w zakresie zasobów (zgodnie z definicją – modułów wytwarzania energii, magazynów energii elektrycznej lub instalacji odbiorczych), dla których został wskazany. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie posiada dokładnie jedną jednostkę bilansową. Należy podkreślić, że przepisy nie wykluczają możliwości pełnienia funkcji POB przez podmiot, który jednocześnie jest właścicielem zasobów ujętych w jednostce bilansowej.

Rolą ust. 5 jest określenie zadań dostawcy usług bilansujących zgodnie z art. 16 rozporządzenia 2017/2195. Przepis definiuje zadania realizowane przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostek grafikowych utworzonych z zasobów użytkowników systemu (zgodnie z definicją – modułów wytwarzania energii, magazynów energii elektrycznej lub instalacji odbiorczych), w zakresie których został wskazany. Dostawca usług bilansujących posiada co najmniej jedną jednostkę grafikową.

Ust. 6 dotyczy strony obiektowej, tzn. określa zasady odzwierciedlania zasobu w jednostce bilansowej i jednostce grafikowej. Każdy zasób przyłączony do sieci elektroenergetycznej musi wchodzić w skład jednej jednostki bilansowej i może wchodzić w skład wyłącznie jednej jednostki grafikowej – jednak nie każdy zasób musi aktywnie uczestniczyć w bilansowaniu

systemu elektroenergetycznego przez jednostkę grafikową. Role podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i dostawcy usług bilansujących mogą pełnić różne podmioty.

Ust. 7 statuuje obowiązek wskazania dostawcy usług bilansujących w odniesieniu do jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. Każda jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – z zastrzeżeniem wyjaśnionego powyżej § 14 – musi aktywnie uczestniczyć w rynku bilansującym, co oznacza, że musi mieć wskazanego dostawcę usług bilansujących.

Ust. 8 deleguje do WDB określenie zasad w zakresie tworzenia specyficznych jednostek bilansowych, tzn. jednostek bilansowych:

- 1) dla operatorów systemu elektroenergetycznego,
- 2) na potrzeby wymiany międzysystemowej *explicit*,
- 3) dla NEMO, o którym mowa art. 2 pkt 23 rozporządzenia 2015/1222, lub podmiotu prowadzącego rynek organizowany, o którym mowa w art. 3 pkt 44 ustawy, na potrzeby obsługi transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawartych na rynku organizowanym, których wykonanie polega na wymianie energii elektrycznej między podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie;
- 4) dla kontrahenta centralnego - o którym mowa art. 2 pkt 42 rozporządzenia 2015/1222.

Jednostki bilansowe w zakresie wskazanym powyżej mają charakter techniczny, stąd nie ma potrzeby regulowania ich w akcie prawa powszechnie obowiązującego. Niemniej dla rozwiania wątpliwości dodano ust. 9 który stanowi, że w przypadku tych nietypowych jednostek bilansowych POB wykonuje swoje obowiązki w sposób i w zakresie właściwym dla tych jednostek, które to sposób i zakres będą określane w WDB.

## § 20

§ 20 ustanawia ramy struktury obiektowej rynku bilansującego, a więc zasady tworzenia jednostek grafikowych, czyli handlowego odzwierciedlenia zasobów w celu świadczenia usług bilansujących.

Ust. 1 umożliwia modułom wytwarzania energii, magazynom energii elektrycznej, instalacjom odbiorczym, agregatom tych zasobów oraz zasobom tworzącym zamknięte systemy dystrybucyjnym świadczenie usług bilansujących. OSP umożliwia tworzenie jednostek grafikowych składających się z pojedynczych zasobów lub agregatów zasobów, przy czym jednostki wytwórcze centralnie dysponowane nie mogą wchodzić w skład agregatu zasobów. Minimalna moc zasobów tworzących jednostkę grafikową wynosi 200 kW, co odpowiada minimalnej mocy dla modułu wytwarzania energii elektrycznej typu B w rozumieniu rozporządzenia 2016/631.

Wprowadzono szczególną możliwość utworzenia jednostki grafikowej z grupy zasobów tworzących zamknięty system dystrybucyjny (ZSD). Zmiana ta jest niezbędna z uwagi na uregulowanie ZSD w ustawie Prawo energetyczne, co zostało dokonane ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.). Jednocześnie proponowana zmiana realizuje normy wynikające z przepisów rozporządzenia 2016/1388. Zgodnie bowiem z art. 27 ust. 2 rozporządzenia 2016/1388 „(...) zamknięte systemy dystrybucyjne mogą świadczyć usługi regulacji zapotrzebowania na rzecz właściwych operatorów systemów i właściwych OSP (...)”.

Ust. 2 określa dodatkowe wymagania wobec jednostek grafikowych składających się z grupy zasobów – agregatów. Po pierwsze, maksymalna łączna moc osiągalna wszystkich zasobów tworzących jednostkę grafikową wynosi 50 MW, co odpowiada progowi uznania za jednostkę o znaczeniu systemowym – znajduje to wyraz w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy oraz w definicji jednostki wytwórczej centralnie koordynowanej. Po drugie, jeżeli zasoby wchodzące w skład jednostki grafikowej są przyłączone do różnych węzłów sieci elektroenergetycznej, o których mowa w § 20 ust. 2 pkt 2, to dostawca usług bilansujących określa w zgłaszanych programach pracy oraz złożonych ofertach zintegrowanego procesu grafikowania, w jakiej części zasoby tworzące jednostkę grafikową będą wykorzystywane do wykonywania zgłoszonych programów pracy oraz świadczenia oferowanych usług bilansujących w podziale na poszczególne węzły. Powyższe informacje w podziale na węzły są niezbędne w planowaniu koordynacyjnym pracy systemu do poprawnego modelowania rozplądów mocy w sieci elektroenergetycznej w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. Świadczenie usług bilansujących przez agregaty w całkowitym oderwaniu od uwarunkowań pracy sieci mogłoby bowiem powodować zagrożenie dla bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej, a także generować koszty dla innych użytkowników systemu.

Warto odnotować, że limit 50 MW, zgodnie z § 29 ust. 2, może być podniesiony w warunkach dotyczących bilansowania. Podniesienie limitu może dotyczyć np. przypadku elektrociepłowni pracującej w układzie kolektorowym.

Warto dodać, że analogiczna struktura przekazywania danych w podziale na węzły, w tym w szczególności na szyny po stronie średniego napięcia (SN) w węzłach łączących sieć o napięciu znamionowym 110 kV z siecią SN, jest aktualnie stosowana w ramach wymiany danych planistycznych na podstawie dokumentu zatwierdzonego przez Prezesa URE pt. „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485 dot. zakresu wymienianych danych)”.

Ust. 3 ma za cel zdefiniowanie pełnego i ograniczonego zakresu dysponowania przez OSP zasobów tworzących jednostkę grafikową na potrzeby dalszych przepisów. Zasoby tworzące jednostkę grafikową mogą uczestniczyć: w pełnym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej, albo w ograniczonym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w zakresie oferowanej mocy dyspozycyjnej. Pełne dysponowanie obejmuje również tzw. zmianę stanu pracy jednostki, a więc uruchomienie lub odstawienie jednostki grafikowej, w zakresie jej dyspozycyjności, przy uwzględnieniu w procesach planowania koordynacyjnego pracy systemu elektroenergetycznego charakterystyk technicznych zmiany stanu pracy jednostki grafikowej (np. czasu uruchamiania).

Ust. 4 przypisuje zakres dysponowania, któremu może podlegać jednostka grafikowa, w zależności od zasobów wchodzących w jej skład. Jednostki grafikowe utworzone z JWCD podlegają pełnemu zakresowi dysponowania – z zastrzeżeniem przypadków uznania za JWCK zgodnie z § 14. Jednostki grafikowe utworzone z pojedynczego sterowanego odbioru lub grupy zasobów podlegają ograniczonemu zakresowi dysponowania. Dla pozostałych jednostek grafikowych (składających się z pojedynczego modułu wytwarzania energii, który nie jest JWCD, albo z pojedynczego magazynu energii elektrycznej) dostawca usług bilansujących może wybrać zakres dysponowania, któremu podlega jednostka grafikowa, zgodnie ze swoją strategią biznesową i możliwościami technologicznymi.

Ust. 5 nakłada obowiązek wystąpienia przez dostawcę usług bilansujących z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej składającej się z jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej. Każda jednostka wytwórcza centralnie dysponowana, w celu realizacji obowiązku aktywnego udziału w rynku bilansującym w pełnym zakresie dysponowania, musi

być reprezentowana w jednostce grafikowej. Obowiązek wystąpienia z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej jest nałożony na dostawcę usług bilansujących reprezentującego tę jednostkę, wskazanego zgodnie z § 19 ust. 7.

Zgodnie z ust. 6 warunkiem utworzenia jednostki grafikowej jest pomyślne ukończenie procesu kwalifikacji wstępnej (potocznie tzw. prekwalifikacji) odpowiedniego dla zakresu usług bilansujących, które dostawca usług bilansujących będzie świadczyć przez tę jednostkę grafikową. Celem kwalifikacji wstępnej jest potwierdzenie zdolności jednostki grafikowej do świadczenia usług bilansujących, np. odpowiedniego zakresu regulacyjności czy też technicznych możliwości odbioru sygnałów sterowania i ich realizacji zgodnie z określonymi wymaganiami. Z treści przepisu wynika również, że proces prekwalifikacji prowadzi się na wniosek właściciela zasobu albo podmiotu uprawnionego przez właściciela zasobu.

Ust. 7 dotyczy zastosowania art. 15 rozporządzenia 2017/2195 oraz art. 182 ust. 2 rozporządzenia 2017/1485 i ma na celu zapewnienie współpracy OSD z OSP w zakresie udziału w rynku bilansującym zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tego operatora. OSD ma współpracować z OSP w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz zapewnić właściwe przyporządkowanie do jednostek bilansowych i jednostek grafikowych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej tego operatora, w szczególności w zakresie danych pomiarowych. Wykonanie tych obowiązków warunkuje rzeczywiste możliwości udziału w rynku bilansującym zasobów rozproszonych, przyłączonych najczęściej do sieci dystrybucyjnej, zatem dodano obowiązek polegający na określeniu na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przyporządkowania tego zasobu do węzła sieci o napięciu znamionowym 110 kV albo węzła łączącego sieć średniego napięcia z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie średniego napięcia, na potrzeby świadczenia usług bilansujących.

## § 21

§ 21 reguluje zagadnienia związane ze zgłaszaniem danych technicznych i handlowych do operatora systemu przesyłowego w celu wykonania zawartych na rynku transakcji oraz zbilansowania systemu elektroenergetycznego przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych.

Ust. 1 zapewnia zastosowanie art. 54 ust. 3 rozporządzenia 2017/2195, ustalając dla podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie obowiązek przekazania do OSP informacji o zawartych umowach sprzedaży energii – przy czym należy podkreślić, że chodzi o tzw. umowy sprzedaży energii (USE) na rynku hurtowym (kontrakty handlowe), a nie o umowę sprzedaży energii elektrycznej w rozumieniu art. 5 ustawy. Na potrzeby rozliczenia niezbilansowania OSP musi pozyskać od podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie informacje o umowach sprzedaży energii zawartych dla zasobów wchodzących w skład ich jednostek bilansowych w celu wyznaczenia pozycji bilansowej każdej z tych jednostek.

Ust. 2 odnosi się do art. 59 rozporządzenia 2015/1222 oraz art. 17 ust. 3 rozporządzenia 2017/2195. Przepis określa ramy czasowe dla zgłaszania i aktualizacji informacji o zawartych umowach sprzedaży energii. Ramy te uwzględniają czasy zamknięcia bramki dla rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego określone zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222 i pozwalają podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie na uwzględnienie wyników odpowiednio rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego w zgłoszeniach umów sprzedaży energii OSP.

Ust. 3 dotyczy składania ofert, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 5 rozporządzenia 2017/2195. W przepisie określono dla dostawcy usług bilansujących:

- 1) obowiązek przekazania do OSP programów pracy i ofert zintegrowanego procesu grafиковania;
- 2) możliwość składania ofert portfolio na moce bilansujące.

Na potrzeby przeprowadzenia przez OSP zintegrowanego procesu grafиковania każdy dostawca usług bilansujących musi dla każdej posiadanej jednostki grafиковej zgłosić program pracy i złożyć ofertę zintegrowanego procesu grafиковania. W procesie planowania punktem wyjścia są programy pracy, którą są modyfikowane w oparciu o oferty zintegrowanego procesu grafиковania w celu bilansowania systemu przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych. Dodatkowo dostawca usług bilansujących może uczestniczyć w procesie pozyskiwania mocy bilansujących na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące składając taką ofertę (zob. wyjaśnienie do § 2 pkt 28).

Ust. 4 nakłada obowiązek pozwalający zastosować w praktyce zasadę, że zasoby tworzące jedną jednostkę grafиковą mogą wchodzić w skład różnych jednostek bilansowych. W takim przypadku dostawca usług bilansujących ma obowiązek przekazania informacji pozwalającej przypisać energię bilansującą aktywowaną z oferty zintegrowanego procesu grafиковania do poszczególnych jednostek bilansowych. Przekazanie tej dodatkowej informacji, tj. współczynników rozdziału aktywowanej energii bilansującej między jednostki bilansowe, jest konieczne, aby można było obliczyć korekty niezbilansowania dla tych jednostek bilansowych zgodnie z art. 49 rozporządzenia 2017/2195.

Ust. 5 zapewnia stosowanie art. 24 ust. 5 i 6 rozporządzenia 2017/2195 przez określenie ram czasowych dla składania i aktualizowania ofert zintegrowanego procesu grafиковania oraz ustala zasady zgłaszania i aktualizowania programów pracy. Powyższe ramy i zasady uwzględniają czasy zamknięcia bramek dla rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego określone zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222 i pozwalają dostawcy usług bilansujących na uwzględnienie wyników odpowiednio rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego w zgłoszonych programach pracy i złożonych ofertach zintegrowanego procesu grafиковania.

W związku ze stosowaniem w Polsce modelu centralnego dysponowania ust. 6 zapewnia zastosowanie art. 18 ust. 5 lit. d oraz art. 18 ust. 8 lit. b rozporządzenia 2017/2195 przez wprowadzenie obowiązku określenia przez OSP w WDB zasad aktualizacji umów sprzedaży energii, ofert zintegrowanego procesu grafиковania i programów pracy. Zgodnie z art. 18 rozporządzenia 2017/2195 WDB powinny zawierać wymogi dotyczące informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP na rynku bilansującym, oraz zasady aktualizacji ofert zintegrowanego procesu grafиковania w przypadku OSP stosującego model centralnego dysponowania.

## § 22

§ 22 ustanawia zasady dotyczące nabywania mocy bilansujących. Moc bilansująca to, zgodnie z art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2017/2195 *wolumen rezerwy mocy, na którego utrzymanie zgodził się dostawca usług bilansujących oraz w odniesieniu do którego dostawca usług bilansujących zgodził się złożyć OSP oferty na odpowiedni wolumen energii bilansującej przez cały okres obowiązywania umowy.*

W ust. 1 wprowadza się obowiązek nabywania przez OSP mocy bilansujących na zasadach rynkowych, czyli na podstawie ofert, odrębnie w górę i w dół, z uwzględnieniem programów pracy jednostek grafиковych i ograniczeń sieciowych, co stanowi wypełnienie wymagań, o których mowa w art. 6 ust. 8 i 9 rozporządzenia 2019/943 oraz art. 32 ust. 2 i 3 rozporządzenia 2017/2195, przez wprowadzenie rynkowych mechanizmów pozyskiwania mocy bilansujących w dniu poprzedzającym czas dostawy mocy bilansujących, a także w trakcie doby realizacji.

Zakup mocy bilansujących w ramach danego procesu zakupu mocy bilansujących odbywa się na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące albo ofert na moce bilansujące składanych w ramach ofert zintegrowanego procesu grafikowania. W przypadku zakupu mocy bilansujących na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące parametry techniczne i planowane programy pracy jednostek grafikowych oraz ograniczenia sieciowe powinny zostać uwzględnione przez dostawców usług bilansujących w ich ofertach portfolio na moce bilansujące.

W przypadku zakupu mocy bilansujących na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania w celu zapewnienia wykonalności dostawy energii bilansującej z pozyskanych mocy bilansujących w procesie zakupu są *explicite* uwzględniane przez OSP: stan jednostki grafikowej (uruchamianie, praca albo postój), jej parametry techniczne oraz ograniczenia sieciowe.

Ust. 2 uwzględnia postanowienia art. 16 ust. 4 rozporządzenia 2017/2195 i określa w istocie, na czym polega świadczenie mocy bilansującej, nakładając obowiązek zgłoszenia przez dostawcę usług bilansujących grafiku rezerw mocy i oferty na energię bilansującą odpowiadającą co najmniej zakupionym przez operatora mocom bilansującym. Dostawca usług bilansujących jest obowiązany do uwzględnienia w zgłaszanych programach pracy grafików rezerw mocy obejmujących sprzedane moce bilansujące oraz złożenia oferty na energię bilansującą odpowiadającą zakupionym mocom bilansującym w odniesieniu do jednostki grafikowej, przez którą są świadczone zakupione moce bilansujące. Zgłoszony grafik rezerw mocy odpowiadający zakupionym mocom bilansującym musi być wykonalny, a więc uwzględniać ograniczenia sieciowe, o których mowa w § 31 ust. 1 pkt 2.

Ust. 3 zapewnia stosowanie art. 6 ust. 8 rozporządzenia 2019/943 i dotyczy obowiązku prowadzenia przez OSP rozliczeń z tytułu mocy bilansujących oraz określa podstawowe zasady prowadzenia tych rozliczeń. OSP prowadzi pozyskiwanie i rozliczenia mocy bilansujących. Rozliczenia mocy bilansujących są prowadzone na podstawie wielkości zakupionych mocy w każdym okresie rozliczania mocy bilansujących i dotyczą w zależności od procesu pozyskiwania mocy bilansujących: dostawców usług bilansujących, w przypadku mocy bilansujących pozyskanych na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące, albo jednostek grafikowych, w przypadku mocy bilansujących pozyskanych na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania. W ust. 4 określono podstawowe zasady wyznaczania cen rozliczeniowych mocy bilansujących. Ceny rozliczeniowe mocy bilansujących są wyznaczone jako ceny krańcowe osobno dla każdego typu mocy bilansującej (tzn. FCR - rezerwy utrzymania częstotliwości, FRR - rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną/ręczną lub RR - rezerwy zastępczej), procesu zakupu mocy bilansujących i okresu rozliczania mocy bilansującej. Ten sposób wyznaczania cen rozliczeniowych mocy bilansujących jest spójny z rozliczeniem energii bilansującej, które zgodnie z art. 6 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 i art. 30 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2017/2195 powinno się opierać na cenach krańcowych energii bilansującej.

Dostawca usług bilansujących jest wynagradzany za daną zakupioną moc bilansującą zgodnie z ustaloną ceną, w kształtowaniu której brał udział i którą uznał za satysfakcjonującą, niezależnie od tego, jaka jest wartość ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25. Nie jest zasadne, żeby cena rozliczeniowa mocy bilansującej była zwiększana do ceny rezerwy operacyjnej tylko dlatego, że jej wartość rynkowa wzrosła z upływem czasu (wraz ze zbliżaniem się do czasu rzeczywistego). Analogiczna sytuacja występuje w przypadku energii elektrycznej, gdzie wytwórca zobowiązuje się dostarczyć energię elektryczną po ustalonej cenie, niezależnie od jej wartości w czasie rzeczywistym.



W ust. 5 wprowadza się świadczenie należne od dostawcy usług bilansujących na rzecz OSP w przypadku niedostarczenia mocy bilansujących i określa się podstawowe zasady wyznaczania wielkości niedostarczonych mocy. Dostawca usług bilansujących odpowiada bowiem finansowo za niedostarczenie mocy bilansujących zakupionych przez OSP.

Moce bilansujące uznaje się za dostarczone przez daną jednostkę grafikową, jeżeli: były objęte mocą dyspozycyjną jednostki grafikowej, zostały zaoferowane w ofercie na energię bilansującą danej jednostki grafikowej, zostały zgłoszone jako grafiki rezerw mocy, uwzględniające ograniczenia sieciowe, o których mowa w § 31 ust. 1 pkt 4, w programie pracy danej jednostki grafikowej, zachowana została poprawność realizacji poleceń OSP z tych mocy oraz były dyspozycyjne układy regulacji. Niespełnienie któregokolwiek z powyższych kryteriów oznacza, że moce bilansujące nie zostały dostarczone.

Odnośnie do poprawności realizacji poleceń OSP, o której mowa powyżej, w przypadku niepoprawnego wykonania polecenia OSP, moc bilansująca uprzednio pozyskana przez OSP może być traktowana jako niedostarczona, przy czym kryteria identyfikacji i wyznaczania wielkości niedostarczonych mocy bilansujących w związku z niepoprawną realizacją poleceń OSP powinny, podobnie jak inne szczegółowe regulacje funkcjonowania rynku bilansującego, być szczegółowo określone w WDB.

Ust. 6 określa podstawowe zasady wyznaczania cen rozliczeniowych niedostarczonych mocy bilansujących. Dostawca usług bilansujących, który nie dostarczył mocy bilansującej w danym okresie rozliczania energii bilansującej, musi pokryć koszt odtworzenia tej mocy. Jeżeli danej niedostarczonej mocy nie udało się odtworzyć (pozyskać w dalszym procesie pozyskiwania mocy bilansujących), dostawca mocy bilansujących uiszcza na rzecz OSP opłatę odzwierciedlającą wartość rynkową niedostarczonych mocy bilansujących wyznaczoną na podstawie najwyższej ceny rozliczeniowej mocy bilansujących danego typu. W przypadku mocy bilansujących w górę, które nie zostały odtworzone, wartość rynkowa niedostarczonych mocy bilansujących jest wyznaczana na podstawie ceny rezerwy operacyjnej, jeżeli jest ona wyższa niż najwyższa cena rozliczeniowa mocy bilansującej w górę danego typu. Taki mechanizm zachęca dostawcę usług bilansujących do dostarczania mocy bilansujących, zwłaszcza w okresach niedoboru rezerw mocy, lub oferowania mocy bilansującej z innych spośród swoich dyspozycyjnych jednostkach grafikowych w celu odtworzenia mocy, której nie jest w stanie dostarczyć z danej jednostki grafikowej.

Moc bilansująca danego typu może być pozyskiwana dla danego okresu wielokrotnie w ramach różnych procesów pozyskiwania mocy bilansujących przeprowadzanych w różnym czasie. W związku z tym może być kilka różnych cen rozliczeniowych mocy bilansującej danego typu dla danego okresu rozliczeniowego. Moc bilansująca, która została pozyskana przez OSP, może stać się niedostępna ze względu na warunki pracy zakładu wytwarzania energii lub może nie zostać zaoferowana w ramach zgłoszenia programu pracy (brak grafiku rezerwy mocy lub niespełnienie ograniczeń sieciowych, o których mowa w § 31 ust. 1 pkt 4) i oferty zintegrowanego procesu grafikowania (brak odpowiedniego wolumenu oferty na energię bilansującą). Wówczas moc bilansująca jest uznawana za niedostarczoną moc bilansującą.

Dostawca usług bilansujących otrzymuje wynagrodzenie za sprzedaną OSP moc bilansującą wynikające z ustalonej w danym procesie ceny rozliczeniowej danej mocy bilansującej zarówno w przypadku dostarczenia jak i niedostarczenia tej mocy bilansującej. Celem rozliczeń niedostarczonych mocy bilansujących jest stworzenie zachęt ekonomicznych dla dostawcy usług bilansujących do: dostarczania sprzedanych mocy bilansujących, jak najszybszego poinformowania OSP o braku możliwości dostarczenia sprzedanych mocy bilansujących, aby

OSP mógł je jeszcze odtworzyć, oferowania dodatkowych mocy bilansujących na innych jednostkach graficznych danego dostawcy usług bilansujących w celu możliwości odtworzenia przez OSP niedostarczonej mocy bilansującej. Podstawowe zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej niedostarczonych mocy bilansujących, o których mowa w § 22 ust. 6, pozwalają osiągnąć wskazany powyżej cel.

W przypadku gdy niedostarczone moce bilansujące zostaną odtworzone po danej cenie rozliczeniowej, dostawca usług bilansujących uiszcza na rzecz OSP opłatę z tytułu niedostarczonych mocy równą iloczynowi wielkości niedostarczonych mocy i danej ceny rozliczeniowej. Jeżeli niedostarczone moce zostaną w pełni odtworzone z jednostek graficznych tego samego dostawcy usług bilansujących, to ten dostawca otrzyma wynagrodzenie z tytułu sprzedanych mocy bilansujących równe opłacie z tytułu niedostarczonych mocy bilansujących. Dzięki temu odtworzenie niedostarczonych mocy bilansujących z innych jednostek graficznych tego samego dostawcy usług bilansujących nie wiąże się z żadnym dodatkowym kosztem dla tego dostawcy.

**Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.**

Przykład:

1. DUB sprzedał OSP 10 MW-h mocy FRR w górę po cenie 30 zł/MW-h.

2. DUB nie dostarczył 2 MW-h mocy FRR w górę.

3. Wariant 1: OSP odtworzył 2 MW-h mocy FRR w górę po cenie 40 zł/MW-h.

Wariant 2: Ze względu na brak ofert OSP nie odtworzył brakujących 2 MW-h mocy FRR w górę, a cena rezerwy operacyjnej ustaliła się na poziomie 20 zł/MW-h.

Wariant 3: Ze względu na brak ofert OSP nie odtworzył brakujących 2 MW-h mocy FRR w górę, a cena rezerwy operacyjnej ustaliła się na poziomie 200 zł/MW-h.

4. Wariant 1: DUB uiszcza opłatę na rzecz OSP z tytułu niedostarczonych mocy równą 80 zł. Jeżeli moce zostały odtworzone na jednostkach grafikowych danego DUB, to w wyniku rozliczenia sprzedanych i niedostarczonych mocy bilansujących otrzymuje łącznie 300 zł, czyli należność, którą miał uzyskać ze sprzedaży 10 MW-h mocy FRR w górę zgodnie z ustaloną ceną rozliczeniową tych mocy bilansujących. Jeżeli moce zostały odtworzone na jednostkach grafikowych innego DUB, to dany DUB w wyniku rozliczenia sprzedanych i niedostarczonych mocy otrzymuje 220 zł, co oznacza że z jego oczekiwanych 300 zł przychodu z tytułu sprzedaży mocy FRR 80 zł zostało przeznaczonych na pokrycie kosztów odtworzenia niedostarczonych przez niego mocy FRR.

Wariant 2: DUB w wyniku rozliczenia sprzedanych i niedostarczonych mocy otrzymuje łącznie 240 zł (300 zł minus 60 zł), czyli tyle, ile otrzymałby za sprzedane i dostarczone 8 MW-h mocy bilansującej, ponieważ cena rezerwy operacyjnej jest niższa niż cena rozliczeniowa sprzedanych mocy FRR, stąd cena niedostarczonych mocy jest równa cenie sprzedanych mocy FRR.

Wariant 3: DUB uiszcza na rzecz OSP opłatę w wysokości 400 zł z tytułu niedostarczenia mocy FRR w górę i otrzymuje wynagrodzenie 300 zł za sprzedaną moc bilansującą, czyli w wyniku rozliczenia sprzedanych i niedostarczonych mocy łącznie uiszcza opłatę równą 100 zł.

Ust. 8 wprowadza korektę ceny rozliczenia niedostarczonych mocy w przypadku uiszczenia opłaty przez dostawcę usług bilansujących na rzecz OSP z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP. W przypadku gdy moc bilansująca uprzednio pozyskana przez OSP została zakwalifikowana jako niedostarczona moc bilansująca i dla tej mocy nie zostało zrealizowane polecenie OSP, to dostawca usług bilansujących uiszcza dwie opłaty na rzecz OSP: opłatę z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP, o której mowa w § 26, oraz opłatę z tytułu niedostarczenia mocy bilansującej. Aby ograniczyć łączne zobowiązanie finansowe dostawcy usług bilansujących jedynie do wysokości większej z tych dwóch opłat, cena rozliczeniowa niedostarczenia mocy bilansującej jest korygowana, tj. pomniejszana o cenę stosowaną przy rozliczeniu niepoprawnego wykonania polecenia OSP. Uiszczanie przez dostawcę usług bilansujących opłat o łącznej wysokości równej większej z dwóch wyżej wspomnianych opłat pozwala stworzyć właściwe zachęty ekonomiczne dla dostawcy usług bilansujących do zgłaszania informacji dotyczących dyspozycyjności jednostek grafikowych w zakresie

sprzedanych mocy bilansujących i jednocześnie nie dochodzi do kumulacji opłat z tytułu niedostarczonych mocy bilansujących oraz z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP.

**Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.**

Przykład:

1. DUB sprzedał OSP 10 MW-h mocy FRR w górę po cenie 30 zł/MW-h.
2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w § 26 ust. 2 pkt. 3 lit. b, jest równa 200 zł/MWh.
3. Wariant 1: cena rezerwy operacyjnej jest równa 10 zł/MW-h.  
Wariant 2: cena rezerwy operacyjnej jest równa 100 zł/MW-h.
4. DUB nie wykonał poleconej przez OSP dostawy energii bilansującej odpowiadającej zakupionej mocy FRR (10 MWh), co oznacza że cała zakupiona przez OSP moc FRR jest traktowana jako niedostarczona moc bilansująca, której nie udało się odtworzyć.  
5. Wariant 1: DUB uiszcza: opłatę z tytułu niedostarczonych mocy bilansujących równą:  $10 \cdot (30 - 20) = 100$  zł i opłatę z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP równą  $10 \cdot 10\% \cdot 200 = 200$  zł. W tym wariantcie suma opłat z tytułu niedostarczenia mocy bilansujących i niepoprawnego wykonania polecenia OSP jest równa opłacie, którą DUB uiszczyłby z tytułu niedostarczenia mocy, gdyby 10 MW-h mocy FRR w górę zostało zgłoszone OSP jako niedostępne.  
Wariant 2: DUB nie uiszcza żadnej opłaty z tytułu niedostarczenia mocy tylko samą opłatę z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP równą  $10 \cdot 100 = 1000$  zł. W tym wariantcie suma opłat DUB z tytułu niedostarczenia mocy bilansujących i niepoprawnego wykonania polecenia OSP jest równa opłacie, którą DUB uiszczyłby na rzecz OSP z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP, nawet gdyby moc bilansująca nie została pozyskana przez OSP.

Ust. 9 ustanawia podstawę do zastosowania art. 6 ust. 9 rozporządzenia 2019/943, umożliwiając OSP pozyskiwanie mocy bilansujących na innych zasadach niż określono w § 22 ust. 1-8. Zgodnie z ww. przepisem rozporządzenia 2019/943 po uzyskaniu odstępstwa od organu regulacyjnego (Prezesa URE), OSP może dokonywać zakupu mocy bilansujących np. z wyprzedzeniem dłuższym niż jeden dzień i na okres dłuższy niż jedna doba. Należy podkreślić, że odstępstwo może przewidywać odbieganie od zwykłych zasad w różnym stopniu, niekoniecznie musi np. jednocześnie dotyczyć wyprzedzenia zakupu mocy bilansujących, okresu, na jaki są kupowane moce bilansujące, oraz łącznego zakupu w górę i w dół, tj. wymagań art. 6 ust. 9 akapit pierwszy rozporządzenia 2019/943.

§ 23

§ 23 dotyczy rozliczania niezbilansowania, a zatem domeny działalności podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie i procesu obejmującego wszystkich użytkowników systemu niezależnie od tego, czy świadczą usługi bilansujące, czy nie.

Ust. 1 pkt 1-3 zapewnia stosowanie art. 54 ust. 1 rozporządzenia 2017/2195. Przepis ten określa podstawowe zasady wyznaczania wielkości niezbilansowania na potrzeby rozliczenia z tytułu niezbilansowania prowadzonego przez OSP.

Niezbilansowanie wyznacza się dla jednostki bilansowej na podstawie: pozycji bilansowej (zgłoszonych umów sprzedaży energii), zmierzonych ilości energii elektrycznej rzeczywiście dostarczonej do sieci lub pobranej z sieci oraz korekty niezbilansowania wynikającej z poleceń OSP. Korekta niezbilansowania wynika z poleceń operatora wydawanych w odniesieniu do jednostek grafikowych, w skład których wchodzi zasoby, które są bilansowane w ramach danej jednostki bilansowej. Definicję korekty niezbilansowania zawiera art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2017/2195, zgodnie z którym jest to „wolumen energii odpowiadający energii bilansującej dostarczonej przez dostawcę usług bilansujących, stosowany przez OSP przyłączającego w danym okresie rozliczania niezbilansowania do stosownych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie; wolumen ten wykorzystuje się do obliczania niezbilansowania tych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie”. Uwzględnienie tej korekty jest niezbędne do umożliwienia świadczenia usług bilansujących na zasadach rynkowych oraz dla urzeczywistnienia zasady, że dany użytkownik systemu może korzystać z usług różnych podmiotów odpowiednio w roli podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie [handlowe] i w roli dostawcy usług bilansujących.

Ust. 1 pkt 4 zapewnia stosowanie art. 55 ust. 1 rozporządzenia 2017/2195 i określa cenę stosowaną do rozliczania niezbilansowania. W rozliczeniach OSP z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie z tytułu niezbilansowania stosuje się bowiem cenę niezbilansowania.

Ust. 2 określa zasady wyznaczania ceny niezbilansowania. Na potrzeby wyznaczenia ceny niezbilansowania wyznacza się najpierw cenę równą średniej (ważonej wolumenem) z cen energii bilansującej aktywowanej na potrzeby pokrycia niezbilansowania. Przy wyznaczaniu ceny niezbilansowania uwzględnia się następnie cenę jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz informację o sumarycznym stanie zakontraktowania podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (może wystąpić przekontraktowanie, gdy ilość zakontraktowanej energii przez odbiorców przekracza zapotrzebowanie na tę energię, albo niedokontraktowanie, gdy ilość zakontraktowanej energii przez odbiorców nie jest wystarczająca do pokrycia zapotrzebowania na tę energię). Przepis ustanawia zasady analogiczne do aktualnych przepisów § 21 ust. 1 lit. a.

**Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.**

Przykład:

Cena jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC): 280 zł/MWh.

Ilość i cena energii aktywowanej na potrzeby pokrycia niezbilansowania KSE na europejskiej platformie wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych (TERRE): 200 MWh; 250 zł/MWh.

Dla uproszczenia pominięte zostały inne europejskie platformy wymiany energii bilansującej.

Ilość i cena energii aktywowanej na rynku bilansującym na potrzeby pokrycia niezbilansowania KSE, niepowiązanej z aktywacją na platformie TERRE: 100 MWh; 400 zł/MWh.

Cena średnia ważona energii bilansującej na potrzeby pokrycia niezbilansowania KSE (CB):  $(200 \cdot 250 + 100 \cdot 400) / (200 + 100) = 300$  zł/MWh.

Sumaryczne przekontraktowanie POB ⑦ cena niezbilansowanie równa się:  
 $\min(\text{SDAC}, \text{CB}) = 280$  zł/MWh

Sumaryczne niedokontraktowanie POB ⑦ cena niezbilansowanie równa się:  $\max(\text{SDAC}, \text{CB}) = 300$  zł/MWh.

Należy odnotować, że w projekcie rozporządzenia nie znalazły się odpowiedniki obowiązującego ust. 2 i 4 w § 21, tzn. przepisy o składniku bilansującym (tzw. delta B,  $\Delta B$ ) wprowadzającym ceny rozchylone – mechanizm administracyjnego powiększania kosztu dokupienia energii z rynku bilansującego oraz pomniejszania przychodu z energii sprzedawanej na rynku bilansującym. Po pierwsze, należy wskazać, że mechanizm ten nie był stosowany w praktyce, ponieważ składnik bilansujący był równy zero. Po drugie, interesariusze zwracali uwagę, że w przypadku faktycznego zastosowania mechanizmu może on nakładać na uczestników rynku dodatkowe koszty większe niż uzasadnione koszty bilansowania, a ponadto proces ustalania wielkości składnika bilansującego nie jest precyzyjnie określony. Podjęto zatem decyzję o usunięciu tego mechanizmu.

§ 24

§ 24 ustanawia ogólne zasady rynkowego pozyskiwania energii bilansującej.

Ust. 1 określa dwa sposoby pozyskiwania energii bilansującej przez OSP – z ofert zintegrowanego procesu grafikowania i zgłoszonych programów pracy oraz z europejskich platform wymiany energii bilansującej – i tym samym zapewnia stosowanie art. 19-21 rozporządzenia 2017/2195 w zakresie udziału w europejskich platformach wymiany energii bilansującej.

Przed wszystkim należy zwrócić uwagę na wprowadzenie programu pracy jako nowego, kluczowego elementu, na podstawie którego OSP powinien nabywać energię bilansującą. Elementem podstawowym jest oferta zintegrowanego procesu grafikowania, której częścią jest oferta na energię bilansującą. Wprowadzenie programu pracy z grafikami obciążenia ma na celu uwzględnienie tego grafiku w procesach bilansowania systemu jako punktu startowego do wyznaczenia zbilansowanego systemu elektroenergetycznego. Powinno to się przyczynić do lepszego odwzorowania w ostatecznych grafikach pracy grafików wynikających z zawartych umów sprzedaży energii oraz uwarunkowań technicznych jednostek grafikowych. Wpisuje się to w ogólny kierunek dążenia do jak najlepszego zbilansowania systemu w wyniku transakcji

zawieranych między użytkownikami tego systemu. Ponadto w przepisie uwzględniony został przysły udział polskiego systemu elektroenergetycznego w europejskich platformach wymiany energii bilansującej.

Ust. 2 odzwierciedla wyrażoną w art. 27 rozporządzenia 2017/2195 zasadę umożliwienia przekształcania przez OSP ofert zintegrowanego procesu grafikowania na oferty produktów standardowych energii elektrycznej. OSP stosujący model centralnego dysponowania przekształca oferty na potrzeby udziału w europejskich platformach wymiany energii bilansującej łączących europejskie rynki bilansujące, na których dominuje stosowanie modelu tzw. samodzielnego dysponowania (self-dispatch; zob. art. 2 pkt 17 rozporządzenia 2017/2195).

Ust. 3 dotyczy wykonania obowiązku obliczania wolumenu energii bilansującej określonego w art. 45 rozporządzenia 2017/2195. Celem przepisu jest określenie zasad wyznaczania ilości energii bilansującej z uwzględnieniem aktywacji za pośrednictwem europejskich platform wymiany energii bilansującej oraz poza tymi platformami. Ust. 3 to przepis ogólny wprowadzający rozróżnienie procesów, w ramach których ma miejsce aktywacja energii bilansującej. Celem tego rozróżnienia jest zastosowanie właściwego rozliczenia dla danego procesu, według ceny określonej w § 24 ust. 4. Ponadto w przypadku europejskich platform wymiany energii bilansującej wprowadzone zostało odwołanie do okresów rozliczeniowych zdefiniowanych na tych platformach, ponieważ okresy te mogą być różne od okresu rozliczania energii bilansującej.

Ust. 4 zapewnia wykonanie wymagań z art. 30 i art. 45–48 rozporządzenia 2017/2195, określając zasady ustalania cen energii bilansującej w zależności od procesu, w ramach którego ma miejsce aktywacja energii bilansującej, oraz w zależności od powodu aktywacji. Wraz z przystąpieniem do europejskich platform wymiany energii bilansującej jest bowiem konieczne wyróżnienie rozliczania energii bilansującej aktywowanej na tych platformach. Oznacza to, że w procesie rozliczeń, ze względu na ceny rozliczeniowe, wyróżnia się następujące rodzaje energii bilansującej:

- 1) energię bilansującą aktywowaną na danej platformie bilansującej;
- 2) energię bilansującą swobodną aktywowaną w ramach zintegrowanego procesu grafikowania (niepowiązaną z aktywacją na platformie bilansującej);
- 3) energię bilansującą wymuszoną w kierunku dostawy i odbioru, aktywowaną w ramach zintegrowanego procesu grafikowania (niepowiązaną z aktywacją na platformie bilansującej).

W przypadku energii bilansującej wymuszonej, o której mowa w pkt 3 powyżej (§ 24 ust. 4 pkt 3 i 4), przy wyznaczaniu ceny tej energii jest uwzględniana cena energii z pkt 2 oraz cena jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC).

Ponadto ceny energii bilansującej wyznaczone zgodnie z § 24 ust. 4 podlegają korekcie na zasadach określonych w § 27.

Ust. 5 określa zasady wyznaczania ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, która pełni rolę ceny rozliczeniowej dla energii bilansującej aktywowanej poza europejskimi platformami bilansującymi. Przykładowo dotyczy to energii bilansującej dostarczonej do systemu przez jednostkę grafikową uruchomioną na polecenie OSP, która to energia nie mogła być aktywowana przez platformy bilansujące ze względu na czas uruchomienia jednostki, który jest znacznie dłuższy niż ramy czasowe działania platform. Cenę tę określa się jako cenę krańcową wyznaczoną na podstawie ofert zintegrowanego procesu

grafikowania z uwzględnieniem dodatku w postaci ceny rezerwy operacyjnej. Cena krańcowa wyznaczana jest dla energii bilansującej aktywowanej w celu pokrycia niezbilansowania systemu, które nie zostało pokryte w ramach europejskich platform wymiany energii bilansującej.

Ust. 6 ustanawia zasadę, zgodnie z którą w przypadku rozliczenia energii bilansującej dostarczonej z zakupionych mocy bilansujących w górę ceny określone w ust. 4 pkt 1-3 pomniejsza się o właściwą cenę rezerwy operacyjnej. Zakupione moce bilansujące w górę świadczone z poszczególnych jednostek grafikowych podlegają rozliczeniu wyłącznie z tego tytułu. Stąd nie jest uzasadnione dodatkowe wynagradzanie tych mocy z tytułu rezerwy operacyjnej ani dodawanie ceny rezerwy operacyjnej do ceny energii bilansującej dostarczonej z tych mocy bilansujących. W związku z tym dla takiego przypadku od ceny energii bilansującej odejmuje się dodatek z tytułu rezerwy operacyjnej, który był uwzględniony przy wyznaczeniu tej ceny.

## § 25

§ 25 wprowadza, zgodnie z zobowiązaniem z pkt 16 lit. e decyzji notyfikacyjnej Komisji Europejskiej w sprawie polskiego rynku mocy, rozliczenia z tytułu rezerwy operacyjnej (mechanizm wyceny niedoboru rezerwy mocy, *scarcity pricing*) oraz określa podstawowe zasady prowadzenia tych rozliczeń.

Rozliczenia z tytułu rezerwy operacyjnej stanowią mechanizm zachęty do utrzymywania przez dostawców usług bilansujących dodatkowych rezerw mocy dostępnych dla OSP w krótkim czasie, tj. stanowiących rezerwę operacyjną. Cena rezerwy operacyjnej powiększa cenę energii bilansującej, co zapewnia, że szybka rezerwa mocy dostępna na jednostce grafikowej po rynku hurtowym energii elektrycznej będzie podlegała wynagrodzeniu za rezerwę operacyjną niezależnie od tego, czy rezerwa ta została wykorzystana do produkcji energii czy nie. Ponadto mechanizm wzrostu wartości ceny rezerwy operacyjnej w okresach niedoboru rezerw mocy oraz ubytków mocy wytwórczych tworzy silne zachęty do rozwoju usług elastyczności po stronie odbioru, wytwarzania i magazynowania.

Rozliczenia rezerwy operacyjnej dotyczą mocy jednostek grafikowych i są prowadzone dla poszczególnych okresów rozliczania energii bilansującej.

Dla danej jednostki grafikowej wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej stanowi rezerwę operacyjną na tej jednostce w zakresie, w jakim ta rezerwa nie jest objęta zakupionymi przez OSP mocami bilansującymi w górę. Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej jest dzielona na dwie części: część rezerwy operacyjnej powstałą w wyniku aktywacji energii bilansującej w dół na europejskiej platformie wymiany energii bilansującej oraz pozostałą część rozliczanej rezerwy operacyjnej. Pierwsza część rozliczanej rezerwy operacyjnej jest rozliczana po prognozowanej cenie rezerwy operacyjnej, która była uwzględniona przy przekształceniu oferty zintegrowanego procesu grafikowania na ofertę dotyczącą produktu standardowego, która została aktywowana na danej europejskiej platformie bilansującej. W ten sposób jest zapewniona spójność między rozliczeniem energii bilansującej aktywowanej w dół na europejskiej platformie bilansującej a rozliczeniem rezerwy operacyjnej powstałej w wyniku tej aktywacji. Druga część rozliczanej rezerwy operacyjnej dla danej jednostki grafikowej jest rozliczana po cenie rezerwy operacyjnej (wyznaczonej powykonawczo).

**Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.**



Przykład:

1. DUB zgłosił dla danej jednostki grafikowej następujące dane, które zostały przyjęte przez OSP:
  - program pracy z grafikiem obciążenia: 200 MWh,
  - zakupiony przez OSP grafik rezerw FRR w górę: 20 MW-h,
  - moc dyspozycyjna: 250 MW-h,
  - maksymalna moc oferowana w ofercie na energię bilansującą: 240 MW-h,
  - minimalna moc oferowana w ofercie na energię bilansującą: 150 MW-h,
  - cena oferowana dla pasm redukcyjnych: 70 zł/MWh.
2. Na europejskiej platformie wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych (platformie TERRE) została aktywowana w całości oferta na produkt standardowy RR w dół o mocy oferowanej 50 MW-h (grafik obciążenia 200 - minimalna oferowana moc 150) i z ceną ofertową 80 zł/MWh (cena oferty na energię bilansującą 70 zł/MWh + prognozowana cena rezerwy operacyjnej 10 zł/MWh), powstała w wyniku konwersji danej oferty na energię bilansującą.
3. W odniesieniu do danej jednostki grafikowej OSP polecił wykonanie aktywacji wynikającej z wyników platformy TERRE.
4. DUB wykonał dokładnie polecenie OSP i dostarczył energię bilansującą (150MWh) odpowiadającą pracy z mocą 150 MW.
5. Cena rezerwy operacyjnej jest równa 5 zł/MWh.
6. Wielkość rezerwy operacyjnej dla danej jednostki grafikowej jest równa  $240 - 150 = 90$  MW-h.
7. Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej dla danej jednostki grafikowej jest równa  $90 - 20 = 70$  MW-h (20 MW-h wynika z zakupionych FRR).
8. Część rezerwy operacyjnej powstała w wyniku aktywacji oferty w dół na europejskiej platformie bilansującej jest równa 50 MW-h.
9. Pozostała część rozliczanej rezerwy operacyjnej jest równa  $70 - 50 = 20$  MW-h.
10. DUB otrzymuje z tytułu rezerwy operacyjnej należność równą:  
 $50 \cdot 10 + 20 \cdot 5 = 600$  zł

Zakładając, że na platformie TERRE oferta na produkt standardowy powstała w wyniku konwersji oferty na energię bilansującą dla danej jednostki grafikowej ustaliła cenę rozliczeniową na platformie TERRE, DUB za aktywację energii bilansującej w dół zapłaci  $80 \cdot 50 = 4000$  zł. Biorąc jednak pod uwagę to, że rozliczenie pierwszej części rozliczanej rezerwy operacyjnej jest dokonywane po prognozowanej cenie rezerwy operacyjnej równej 10 zł/MWh, jego łączne zobowiązanie w stosunku do OSP związane z aktywacją 50 MWh energii bilansującej w dół i rozliczeniem powstałej rezerwy operacyjnej jest równe 3500 zł, co odpowiada wartości, którą DUB zgodnie z jego ceną ofertową 70 zł/MWh był w stanie zapłacić za redukcję 50 MWh. Gdyby cała rozliczana rezerwa operacyjna została rozliczona po cenie rezerwy operacyjnej 5 zł/MWh, DUB poniósłby

nieuzasadnioną stratę wynikającą z różnicy między prognozowaną i ostateczną ceną rezerwy operacyjnej.

Ust. 2 określa podstawowe zasady wyznaczania ceny rezerwy operacyjnej. W danym okresie rozliczania energii bilansującej wyznacza się powykonawczo jedną cenę rezerwy operacyjnej. Cena rezerwy operacyjnej jest wyznaczana na podstawie krzywej wyceny rezerwy operacyjnej w zależności od wielkości rezerwy operacyjnej i ceny krańcowej energii bilansującej wynikającej ze zgłoszonych ofert na energię bilansującą. Krzywe wyceny rezerwy operacyjnej są tworzone dla poszczególnych okresów (pór roku, typu dnia lub pory dnia) na podstawie parametrów, o których mowa w § 25 ust. 2 pkt 2–4.

Ust. 3 ogranicza wartość maksymalną ceny rezerwy operacyjnej zgodnie z trajektorią określoną w WDB. W sytuacji długotrwałej niewystarczalności zdolności wytwórczych, np. spowodowanej poważną awarią, przewiduje się bowiem stosowanie zmiennej maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej skonstruowanej w taki sposób, żeby uczestnicy rynku nie byli wystawieni na niemal nieograniczone ryzyko finansowe. Ścisła reguła kalkulacji dobowej maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej powinna zostać opracowana w WDB. Celem powyższego mechanizmu jest uniknięcie sytuacji, w której w ciągu pojedynczych dni lub tygodni z wysokimi cenami rezerwy operacyjnej liczni uczestnicy rynku bilansującego nie byłiby zdolni do utrzymania zabezpieczeń finansowych, wskutek czego byłiby wykluczani z rynku bilansującego, a następnie z rynków terminowych. Zdarzenia w Teksasie w lutym 2021 r., wskazują, że kilka dni cen na poziomie około stukrotnie wyższym niż normalny naraża płynność dużej części uczestników rynku, w tym prowadzi do licznych bankructw, a jednocześnie, jeżeli obiektywne przeszkody w sytuacji o charakterze katastrofalnym (np. zamrożone gazociągi) uniemożliwiają dostarczenie energii z zasobów wytwórczych, tak wysokie ceny nie dają już żadnego sygnału do zwiększenia dostępności rezerw mocy w systemie.

W ust. 3 wyeliminowano ewentualne wątpliwości wskazując, że w treści przepisu chodzi o maksymalną cenę rezerwy operacyjnej, a nie o cenę maksymalnej rezerwy operacyjnej.

Przyjęto okres jednego kwartału kalendarzowego, w którym średnia cena rezerwy operacyjnej podlegałaby ograniczeniu od góry. Po tym okresie cena maksymalna ulegałaby „resetowi”, zaś średnia cena rezerwy operacyjnej wzrastałaby w stosunku do średniej ceny rezerwy operacyjnej z poprzedniego okresu, odzwierciedlając niedobory mocy, które wystąpiły. W warunkach częstych niedoborów mocy taki mechanizm ograniczy tempo wzrostu cen średnich, tym samym da uczestnikom rynku czas na przygotowanie odpowiednich zasobów finansowych lub wprowadzanie rozwiązań organizacyjnych, np. w zakresie obniżania zużycia czy skorzystania z DSR w większym zakresie. Przykładowo, przy przyjęciu ograniczenia średniej ceny rezerwy operacyjnej na poziomie dwukrotności średniej ceny z poprzedniego kwartału, możliwy jest nawet 16-krotny wzrost średniej ceny rezerwy operacyjnej w ciągu 1 roku.

## § 26

§ 26 wprowadza mechanizm zachęt do poprawności realizacji poleceń OSP. Ust. 1 określa podstawę rozliczenia z tego tytułu.

Rozdzielenie roli POB i DUB oraz możliwość rozliczania niezbilansowania wielu jednostek grafikowych w jednej jednostce bilansowej stwarza ryzyko przenoszenia, bez konsekwencji finansowych, realizacji poleceń OSP między jednostkami grafikowymi, które są bilansowane w tej samej jednostce bilansowej, co może powodować niespełnienie ograniczeń sieciowych i

w konsekwencji stwarzać zagrożenie bezpieczeństwa pracy sieci. Aby tego uniknąć, wprowadzono szczególnie mechanizm rozliczeń finansowych z tytułu niepoprawnej realizacji poleceń OSP (tzw. opłata za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej). Sprawdzenie dyscypliny ruchowej jest realizowane wyłącznie w zakresie realizacji poleceń OSP objętych mocami dyspozycyjnymi zgłoszonymi w ofercie na energię bilansującą. Oznacza to, że w okresach, w których zgłoszona została zerowa oferta na energię bilansującą lub odchylenie w realizacji poleceń OSP obejmuje moc spoza oferty bilansującej, w tym zakresie nie dokonuje się rozliczenia finansowego z tytułu niedotrzymania dyscypliny ruchowej.

Ust. 2 określa zakres rozliczeń z tytułu niedotrzymania dyscypliny ruchowej. Sprawdzenie dyscypliny ruchowej w ramach mechanizmu prowadzi się niezależnie dla każdej jednostki graficznej oraz okresu rozliczania energii bilansującej. Miarą poprawności jest wielkość różnicy między energią elektryczną dostarczoną do systemu a wielkością, jaka powinna być dostarczona w wyniku poprawnej realizacji polecenia OSP. W ramach tego mechanizmu sprawdza się poprawność realizacji polecenia OSP dla okresu rozliczania energii bilansującej a nie dla poszczególnych chwil składających się na ten okres.

Cena rozliczeniowa niedotrzymania dyscypliny ruchowej jest wyznaczana jako większa z ceny rezerwy operacyjnej oraz 10% wartości rocznej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ( $C^{URE}$ ) opublikowanej przez Prezesa URE. Przyjęcie ceny rezerwy operacyjnej oznacza zwrot przychodów uzyskanych z rezerwy operacyjnej, które nie są należne skoro nie została dotrzymana dyscyplina ruchowa, natomiast 10%  $C^{URE}$  stanowi ograniczenie dolne ceny i stanowi oszacowanie jednostkowych kosztów, jakie powstają w wyniku niepoprawnej realizacji poleceń OSP.

W ust. 3 wprowadza się tzw. próg tolerancji. Opłatę za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej nalicza się na rzecz OSP niezależnie od kierunku odchylenia w realizacji polecenia tego operatora. Biorąc pod uwagę ograniczenia technologiczne zasobów w zakresie dokładności realizacji poleceń, wprowadza się próg tolerancji wynoszący 3% zakresu oferowanej mocy dyspozycyjnej jednostki graficznej, przy czym przekroczenie tego progu powoduje naliczenie opłaty z tytułu niedotrzymania dyscypliny ruchowej również w zakresie odchylenia objętego progiem tolerancji.

Wielkość 3% obowiązuje aktualnie w zasadach dotyczących opłat za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej, o których mowa w pkt 4.3.2.5. WDB. Rozliczenie niedotrzymania dyscypliny ruchowej dotyczy wyłącznie odchyleń w realizacji poleceń w zakresie mocy oferowanej, stąd wielkość 3% została odniesiona do wielkości oferowanej mocy dyspozycyjnej.

**Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.**

<p><u>Przykłady:</u></p> <p>Oznaczenia wykorzystane w przykładach:</p> <p>CEB – cena krańcowa energii bilansującej bez ceny rezerwy operacyjnej, COR – cena rezerwy operacyjnej.</p> <p>Dodatkowe założenia:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• moc dyspozycyjna jednostki grafikowej: 200 MW-h,</li> <li>• energia bilansująca jest rozliczana jako swobodna po cenie: CEB + COR,</li> <li>• program pracy odpowiada dokładnie ilości energii zakontraktowanej w umowach sprzedaży energii (USE) przez POB,</li> <li>• energia zakontraktowana w USE została wcześniej sprzedana po cenie CEB + COR (rynek energii „odgadł” dokładnie cenę rynku bilansującego),</li> <li>• cena dyscypliny ruchowej równa się COR,</li> <li>• cena rozliczeniowa niezbilansowania równa się CEB + COR,</li> <li>• przykłady dotyczą łącznego rozliczenia DUB i POB.</li> </ul>	
<p><u>Przykład 0:</u></p> <p>Program pracy: 150 MWh przychód: 150 □ (CEB + COR)</p> <p>Energia bilansująca: 0 MWh Energia rzeczywista: 150 MWh Dyscyplina ruchowa: 0 MWh Rezerwa operacyjna: 50 MW-h przychód: 50 □ COR</p> <p>Niezbilansowanie POB: 0 MWh</p> <p>Wynik rozliczenia łącznie: 150 □ CEB + 200 □ COR</p>	<p><u>Przykład 1:</u></p> <p>Program pracy: 150 MWhprzychód: 150 □ (CEB + COR)</p> <p>Energia bilansująca: +20 MWhprzychód: 20 □ (CEB + COR)</p> <p>Energia rzeczywista: 170 MWh Dyscyplina ruchowa: 0 MWh Rezerwa operacyjna: 30 MW-hprzychód: 30 □ COR</p> <p>Niezbilansowanie POB: 0 MWh</p> <p>Wynik rozliczenia łącznie: 170 □ CEB + 200 □ COR</p>
<p><u>Przykład 2:</u></p> <p>Program pracy: 150 MWh przychód: 150 □ (CEB + COR)</p> <p>Energia bilansująca: +20 MWhprzychód: 20 □ (CEB + COR)</p> <p>Energia rzeczywista: 150 MWh Dyscyplina ruchowa: 20 MWh koszt: 20 □ COR</p>	<p><u>Przykład 3:</u></p> <p>Program pracy: 150 MWhprzychód: 150 □ (CEB + COR)</p> <p>Energia bilansująca: 0 MWh Energia rzeczywista: 170 MWh Dyscyplina ruchowa: 20 MWhkoszt: 20 □ COR</p> <p>Rezerwa operacyjna: 30 MW-hprzychód: 30 □ COR</p>

<p>Rezerwa operacyjna: 50 MW-h przychód: 50 □ COR</p>	
<p>Niezbilansowanie POB: -20 MW-h koszt: 20 □ (CEB + COR) Wynik rozliczenia łącznie: 150 □ CEB + 180 □ COR</p>	<p>Niezbilansowanie POB: +20 MW-h przychód: 20 □ (CEB + COR) Wynik rozliczenia łącznie: 170 □ CEB + 180 □ COR</p>
<p><u>Przykład 4:</u> Program pracy: 150 MWh przychód: 150 □ (CEB + COR) Energia bilansująca: -20 MWh koszt: 20 □ (CEB + COR) Energia rzeczywista: 130 MWh Dyscyplina ruchowa: 0 MWh Rezerwa operacyjna: 70 MW-h przychód: 70 □ COR Niezbilansowanie POB: 0 MWh Wynik rozliczenia łącznie: 130 □ CEB + 200 □ COR</p>	<p><u>Przykład 5:</u> Program pracy: 150 MWh przychód: 150 □ (CEB + COR) Energia bilansująca: -20 MW-h koszt: 20 □ (CEB + COR) Energia rzeczywista: 150 MWh Dyscyplina ruchowa: 20 MW-h koszt: 20 □ COR Rezerwa operacyjna: 50 MW-h przychód: 50 □ COR Niezbilansowanie POB: +20 MW-h przychód: 20 □ (CEB + COR) Wynik rozliczenia łącznie: 150 □ CEB + 180 □ COR</p>

<p><u>Przykład 6:</u> Program pracy: 150 MWh przychód: 150 □ (CEB + COR) Energia bilansująca: 0 MWh Energia rzeczywista: 130 MWh Dyscyplina ruchowa: 20 MWh koszt: 20 □ COR Rezerwa operacyjna: 70 MW- hprzychód: 70 □ COR Niebilansowanie POB: -20 MWhkoszt: 20 □ (CEB + COR) Wynik rozliczenia łącznie: 130 □ CEB + 180 □ COR</p>	
---	--

## § 27

§ 27 ust. 1 wprowadza instytucję korekty uzupełniającej. Korekty uzupełniające cen rozliczeniowych mają podstawowo na celu zapewnienie, że DUB nie ponosi strat na kosztach zmiennych jednostki grafikowej w przypadku rozliczeń dostawy lub odbioru energii bilansującej zrealizowanej na polecenie OSP. Korekty uzupełniające cen rozliczeniowych uwzględniają również zmiany kosztów uruchomień jednostek grafikowych na skutek poleceń OSP.

Przepisy zawarte w § 27 ust. 2 i 3 określają, w jakich przypadkach korekty uzupełniające cen rozliczeniowych energii bilansującej są wyznaczane niezależnie dla poszczególnych okresów rozliczania energii bilansującej, a w jakich przypadkach łącznie, tj. dla grup tych okresów w danej dobie.

Wyznaczanie korekt uzupełniających cen rozliczeniowych energii bilansującej łącznie dla grupy okresów rozliczania energii bilansującej dla jednostki grafikowej oznacza, że zyski z jednego okresu są wykorzystywane na pokrycie kosztów poniesionych w innym okresie. Takie podejście dotyczy jednostek grafikowych uruchamianych przez OSP wraz z obowiązkiem pokrycia kosztów tych uruchomień lub w wyniku potrzeby utrzymania jednostki grafikowej w pracy lub w postoju ze względu na ograniczenia techniczne jednostki. Niezależne (odrębne) rozliczanie okresów rozliczania energii bilansującej dotyczy pozostałych przypadków, tj.:

- 1) okresów rozliczania energii bilansującej, w których jednostka jest uruchomiona (tzw. „stan praca”) w danym okresie rozliczania energii bilansującej wystąpił w zgłoszonym programie pracy oraz wynikał z poleceń OSP;
- 2) okresów rozliczania energii bilansującej, w których stan pracy jednostki, ze względu na parametry techniczne jednostki grafikowej, nie był zależny od stanów pracy tej jednostki w sąsiednich okresach rozliczania energii bilansującej, pod warunkiem że w danej dobie nie stosowano dla jednostki grafikowej cen za uruchomienie większych niż 0 zł; sytuacja, w której stany pracy w sąsiednich okresach rozliczania energii bilansującej są od siebie zależne dotyczy np. przypadków minimalnego czasu postoju po odstawieniu (wyłączeniu) modułu wytwarzania

energii, kiedy ponowne uruchomienie nie jest możliwe, albo minimalnego bezpiecznego dla urządzeń czasu pracy danego urządzenia.

Zasady wyznaczania korekt uzupełniających cen rozliczeniowych mają na celu stworzenie zachęt do rynkowego uruchamiania jednostek grafikowych, tj. w wyniku zawartych kontraktów z uczestnikami rynku, i przenoszenie pełnych kosztów tych jednostek przez ceny rynkowe energii elektrycznej.

W ust. 4 określono składniki wykorzystywane przy wyznaczeniu korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej dla: jednostek grafikowych, dla których w danej dobie nie były stosowane ceny za uruchomienie większe od 0 zł oraz dla pozostałych jednostek grafikowych w zakresie okresów rozliczania energii bilansującej, dla których korekty są wyznaczane odrębnie dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej. Wielkość korekty jest wyznaczana w oparciu o (1) koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej oraz (2) wartość energii bilansującej wyznaczoną przed zastosowaniem korekty cen rozliczeniowych energii bilansującej powiększoną o należności z tytułu rozliczenia mocy bilansujących i rezerwy operacyjnej w zakresie, w jakim przedmiotowe moce nie mogłyby być świadczone i rozliczone w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy. Z zastrzeżeniem ust. 9 korekta cen rozliczeniowych energii bilansującej jest równa wynikowi różnicy: (1)-(2), a jednostkowa wartość tej korekty odpowiada wynikowi tej różnicy podzielonemu przez wolumen rozliczanej energii bilansującej w ramach danego okresu rozliczania lub danej grupy okresów rozliczania energii bilansującej – stąd rozporządzenie posługuje się sformułowaniem kwoty *odniesionej do* ilości energii.

W ust. 5 określono składniki wykorzystywane przy wyznaczeniu korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej dla jednostek grafikowych, dla których w danej dobie były stosowane ceny za uruchomienie większe niż 0 zł w zakresie grupy okresów rozliczania energii bilansującej, dla których korekty są wyznaczane łącznie w dobie. Wielkość korekty jest wyznaczana w oparciu o (1) koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej, (2) wartość energii bilansującej wyznaczoną przed zastosowaniem korekty cen rozliczeniowych energii bilansującej powiększoną o należności z tytułu rozliczenia mocy bilansujących i rezerwy operacyjnej w zakresie, w jakim przedmiotowe moce nie mogłyby być świadczone i rozliczone w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy oraz (3) różnicę w kosztach uruchomienia jednostki grafikowej w dobie wynikającą z poleceń OSP. Z zastrzeżeniem ust. 10 całkowita wartość korekty cen rozliczeniowych energii bilansującej jest równa wynikowi działania: (1)(2)+(3), a jednostkowa wartość tej korekty odpowiada wynikowi tego działania podzielonemu przez wolumen rozliczanej energii bilansującej w ramach grupy okresów rozliczania energii bilansującej. Doprecyzowano, że korektę uzupełniającą wynikającą z kosztów uruchomień stosuje się wyłącznie dla MWE ciepłych.

Dodano również ust. 6 regulujący zasady pokrycia kosztów, w przypadku gdy nie można wyznaczyć korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej, ponieważ ilość energii bilansującej jest równa albo bliska zeru.

Ust. 7 określa zasady wyznaczania kosztów dostawy lub odbioru energii bilansującej.

Dla dostawy energii bilansującej koszt dostawy jest wyznaczany na podstawie ceny równej mniejszej z cen: CWD i ceny ofertowej powiększonej o cenę rezerwy operacyjnej wyłącznie w przypadku gdyby moce, z których jest realizowana dostawa, podlegały rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej na podstawie zgłoszonego przez DUB programu pracy.

Przyjęcie mniejszej z cen: CWD i ceny ofertowej oznacza, że jeżeli DUB jest skłonny dostarczyć energię po cenach niższych niż koszty zmienne, to ta preferencja DUB jest uwzględniona przy wyznaczaniu korekty cen rozliczeniowych. Uwzględnienie w kosztach dostawy jedynie ceny

CWD niezależnie od ceny ofertowej stworzyłoby ryzyko manipulacji na rynku bilansującym. Dostawca, mając zagwarantowane pokrycie co najmniej kosztów według CWD, mógłby zaoferować dowolnie niską cenę, aby zagwarantować dobranie jednostki do pracy w wyniku zadziałania algorytmu rozdziału obciążeń nawet kosztem innych, bardziej konkurencyjnych jednostek, co skutkowałoby nieuzasadnionym wzrostem kosztów przenoszonych na odbiorców przez taryfę przesyłową.

Co do ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa powyżej, przy wyznaczaniu kosztów dostawy są stosowane prognozowane lub ostateczne ceny rezerwy operacyjnej adekwatnie do tego, które z tych cen zostały uwzględnione w rozliczeniu dostarczonej energii bilansującej.

Dla odbioru energii bilansującej koszt odbioru jest zaś wyznaczany na podstawie ceny równej większej z cen: ceny wymuszonego odbioru (CWO) i ceny ofertowej.

Przyjęcie większej z CWO i ceny ofertowej oznacza, że jeżeli DUB jest skłonny odebrać energię po cenach wyższych niż koszty zmienne, to ta preferencja DUB jest uwzględniona przy wyznaczaniu korekty cen rozliczeniowych. Uwzględnienie w kosztach odbioru jedynie ceny CWO niezależnie od ceny ofertowej stworzyłoby ryzyko manipulacji na rynku bilansującym. Analogicznie jak w przypadku oferowania sztucznie zaniżonej ceny w ofercie przyrostowej, dostawca, mając zagwarantowane poniesienie co najwyżej kosztów według CWO, mógłby zaoferować dowolnie wysoką cenę, aby zagwarantować redukcję jednostki nawet kosztem innych, bardziej konkurencyjnych jednostek, co skutkowałoby nieuzasadnionym wzrostem kosztów przenoszonych na odbiorców przez taryfę przesyłową.

W ust. 8 określa się zasady wyznaczania należności uwzględnianych przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej. Należności te są wyznaczane jako suma:

- 1) wartości energii bilansującej wyznaczonej przed zastosowaniem korekty cen rozliczeniowych energii bilansującej;
- 2) należności z tytułu rozliczenia mocy bilansujących i rezerwy operacyjnej w zakresie, w jakim przedmiotowe moce nie mogłyby być świadczone i rozliczone w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy, z wyłączeniem mocy podlegających rozliczeniu za niedostarczone moce bilansujące.

W ust. 9 określa się zasady wyznaczania kosztów uruchomień oraz wprowadza zasadę uzależnienia wysokości tych kosztów od odzwierciedlenia ich w cenach oferty na energię bilansującą. Rozwiązanie ma na celu odwzorowanie w cenach energii bilansującej kosztów uruchomień jednostek grafikowych. Jeżeli jednostka grafikowa została uruchomiona, a zgłoszony program pracy zakładał jej postój, to ceny energii bilansującej powinny odzwierciedlać koszt tego uruchomienia (być odpowiednio wyższe). Jeżeli jednostka grafikowa została odstawiona, a zgłoszony program pracy zakładał jej pracę, to ceny energii bilansującej powinny odzwierciedlać koszt przyszłego uruchomienia tej jednostki (być odpowiednio niższe).

Ust. 10 wyłącza stosowanie korekt uzupełniających cen rozliczeniowych energii bilansującej, które skutkowałyby zmniejszeniem przychodów dostawcy usług bilansujących w okresach



rozliczania energii bilansującej lub grupach tych okresów, w przypadku korekt, przy wyznaczaniu których nie są uwzględniane koszty uruchomień.

Ust. 11 ogranicza stosowanie korekt uzupełniających cen energii bilansującej w kierunku zmniejszającym łączne przychody dostawcy usług bilansujących w okresach rozliczania energii bilansującej do wartości nie większej niż uniknięte koszty uruchomienia tej jednostki. Uniknięte koszty uruchomienia mogą wynikać z przesunięcia lub rezygnacji z uruchomienia lub odstawienia jednostki.

Ust. 12 stanowi delegację do ustalenia składników służących do wyznaczania CWD, CWO i CU w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej.

## § 28

§ 28 określa zasady wyznaczania CWD, CWO i CU dla różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej lub świadczenia usług bilansujących w inny sposób. Ceny te wykorzystuje się przy wyznaczaniu korekt uzupełniających cen rozliczeniowych, o których mowa w § 27:

- 1) CWD – cena wymuszonej dostawy – odzwierciedla koszty zmienne jednostki graficznej związane z wyprodukowaniem (lub brakiem poboru) 1 MWh energii elektrycznej na polecenie OSP;
- 2) CWO – cena wymuszonego odbioru – odzwierciedla koszty zmienne jednostki graficznej związane z niewyprodukowaniem (lub odebraniem) 1 MWh energii elektrycznej na polecenie OSP;
- 3) CU – cena za uruchomienie – odzwierciedla koszt pojedynczego uruchomienia jednostki graficznej z uwzględnieniem stanu cieplnego z jakiego jest uruchamiana jednostka.

Powyżej wymienione ceny stosuje się w rozliczeniach na rynku bilansującym w celu zapewnienia przeniesienia w rozliczeniach na rynku bilansującym kosztów zmiennych, w jednostkowej wysokości równej odpowiednio CWD i CWO, wynikających ze zmiany grafików pracy jednostki przez OSP ze względów innych niż swobodne bilansowanie. Z tego względu CWD i CWO są określane na podstawie zmiennego kosztu produkcji energii elektrycznej w zależności od technologii jednostki, a CU na podstawie kosztu pojedynczego uruchomienia jednostki.

Ust. 1 określa wielkości, na podstawie których wyznacza się CWD i CWO dla jednostki graficznej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii innego niż moduł wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej, którymi są:

- 1) koszt paliwa podstawowego – pojęcie paliwa podstawowego ma ustalone znaczenie w języku potocznym elektroenergetyki i nie wymaga w związku z tym definicji legalnej – chodzi o paliwo, którego spalanie służy wytwarzaniu energii elektrycznej w trakcie normalnej pracy jednostki wytwórczej, a nie np. uruchomieniu urządzeń – inaczej niż w przypadku paliwa pomocniczego;
- 2) współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną;
- 3) jednostkowy koszt uprawnień do emisji dwutlenku węgla;
- 4) jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie dwutlenku węgla;
- 5) wysokości wsparcia (odejmowanego przy wyznaczaniu cen);
- 6) pozostałych kosztów zmiennych.

Powyższe wielkości pozwalają na możliwie dokładne odzwierciedlenie w wartości CWD i CWO kosztów zmiennych ponoszonych (lub unikanych) przez jednostki grafikowe w związku z wykonywaniem poleceń OSP.

W przypadku niektórych kategorii kosztowych, tj. kosztu paliwa podstawowego oraz pozostałych kosztów zmiennych, stosuje się współczynniki korygujące 1,05 oraz 0,95 odpowiednio dla CWD oraz CWO. Ma to na celu zapewnienie, że CWD oraz CWO będą przenosiły koszty wytwarzania energii elektrycznej nawet w przypadku niedokładności wyznaczenia poszczególnych składników tworzących ceny CWD i CWO.

W porównaniu do obowiązującego rozporządzenia wprowadzono zmiany redakcyjne, które nie wpływają na prawa lub obowiązki uczestników rynku, których dotyczą te przepisy.

Nowa treść ust. 2 ma na celu przestrzeganie zasady, że ze względów podatkowych usługa bilansująca – w przypadku wymuszenia do pracy – nie może być rozliczona po 0 zł, gdyż mogłoby to zostać potraktowane jako darowizna. Przepis pozostawia w mocy dotychczasową zasadę, że CWD nie może być mniejsze niż zero – wymuszenie nie powinno być rozliczone po cenie ujemnej, gdyż jeżeli oczekuje się od kontrahenta wykonania usługi dostarczenia energii bilansującej, nie powinien on uiszczać płatności za jej zrealizowanie. Wyjątkiem jest przypadek, gdy cena ujemna jest określona w ofercie na energię bilansującą, co następnie jest uwzględnione w mechanizmie wyznaczania korekt cen rozliczeniowych energii bilansującej – w takim przypadku można mówić o odwróceniu ról usługodawcy i usługobiorcy.

Ust. 3 określa zasady ustalania wartości kosztu paliwa podstawowego. W ramach ustępu wyróżniono dwa szczególne przypadki określania kosztu paliwa podstawowego dla jednostek opalanych gazem ziemnym (pkt 1) i jednostek opalanych węglem brunatnym (pkt 2). Sposób określania kosztu paliwa dla jednostek niemieszczących się w żadnej z przedstawionych kategorii opisano w punkcie 3. Wyróżnienie jednostek opalanych gazem ziemnym oraz węglem brunatnym wynika ze specyfiki uwarunkowań rynkowych dla tych jednostek.

W przypadku jednostek opalanych gazem ziemnym przyjęto, że koszt paliwa podstawowego określa się na podstawie cen rynku gazu ziemnego oraz warunków dostawy paliwa:

- 1) cen paliwa na rynku spot na giełdzie towarowej (lit. a);
- 2) w przypadku CWD – uzmiennionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego (lit. b);
- 3) środków na pokrycie kosztów wynikających z niezbilansowania w systemie gazowym oraz niezgodności ilości pobranego paliwa gazowego z ilością wynikającą z nominacji złożonej operatorowi systemu gazowego, wynoszących 10% kosztu paliwa (lit. c).

Ze względu na brak możliwości składowania gazu jego cena jest określana na podstawie cen spot na rynku giełdowym. Ponadto cena jest powiększana (w przypadku CWD) lub pomniejszana (w przypadku CWO) o środki na pokrycie kosztów wynikających z niezbilansowania w systemie gazowym oraz niezgodności ilości pobranego paliwa gazowego z ilością wynikającą z nominacji złożonej operatorowi systemu gazowego. Taki sposób określenia kosztu paliwa podstawowego zbliża cenę gazu uwzględnianą w rozliczeniu CWD i CWO do cen rozliczania niezbilansowania na rynku gazu stosowanych przez operatora systemu przesyłowego gazowego.

W przypadku CWD koszt paliwa jest dodatkowo powiększany o koszt zamówienia mocy umownej. Jednostkowy koszt zamówienia mocy umownej na potrzeby CWD jest wyznaczany na podstawie kosztu zamówienia mocy umownej dla danej jednostki w danym kwartale odniesionego do ilości energii chemicznej paliwa zużytej na wyprodukowanie energii

elektrycznej w tym kwartale, z wyłączeniem kosztów mocy umownej, która została zamówiona na okres niedostępności jednostki wytwórczej.

Oznacza to, że każda jednostka energii jest w takim samym stopniu obciążona kosztami zamówienia mocy umownej. Potrzeba przeniesienia kosztu mocy umownej wynika z faktu, że realizacja poleceń OSP przez jednostki opalane gazem może wiązać się z potrzebą zwiększenia mocy umownej gazowej u operatora systemu przesyłowego gazowego. Określenie, które polecenia OSP pociągały za sobą konieczność dodatkowego zakupu zdolności przesyłowych od operatora systemu przesyłowego gazowego komplikowałoby mechanizm rozliczeń na RB niewspółmiernie do wartości rozliczenia. Z kolei przenoszenie kosztu w maksymalnej możliwej wysokości mogłoby powodować, że CWD przekraczałyby wartość ponoszonych przez jednostkę kosztów związanych z realizacją polecenia OSP. Stąd zaproponowane podejście ryczałtowe do rozliczenia kosztów dodatkowej mocy umownej równoważy interesy wytwórcy (rekompensata kosztów zakupu mocy umownej) oraz odbiorców energii ponoszących koszty usuwania ograniczeń przenoszone przez taryfę przesyłową. Wyłączenie z kalkulacji mocy umownej zamówionej na okres niedostępności jednostki wynika z braku dostępności tej jednostki do realizacji poleceń OSP.

Opisany składnik nie występuje w przypadku CWO ze względu na to, że ewentualna redukcja w jednostce wytwórczej nie umożliwia odzyskania uiszczonyj opłaty za moc umowną.

W przypadku jednostek opalanych węglem brunatnym jako koszt paliwa przyjmuje się zmienny koszt jego wytworzenia oraz transportu. Wynika to z faktu, że elektrownia opalana węglem brunatnym wraz z towarzyszącą jej kopalnią stanowi zazwyczaj jeden kompleks. Z tego względu kosztem zmiennym paliwa ponoszonym lub unikanym w wyniku poleceń OSP jest wyłącznie koszt zmienny jego wytworzenia.

W przypadku pozostałych jednostek (obecnie są to przede wszystkim jednostki opalane węglem kamiennym) koszt paliwa podstawowego jest określany na podstawie kosztu jego zakupu oraz jednostkowego kosztu jego transportu i składowania, przy czym ust. 14 określa, że koszty te są wyznaczone na podstawie wykonania kosztów w danym kwartale. Taki przepis daje maksymalną elastyczność, gdyż nie zależy od struktury rynku zakupu danego paliwa. Odpowiada on w szczególności strukturze polskiego rynku węgla kamiennego, który zazwyczaj jest zakupywany od jego producentów na podstawie umów bilateralnych.

W ust. 4 (w obowiązującym rozporządzeniu w § 21a ust. 1 pkt 3) wskazano, że współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną powinien być wyznaczony na podstawie niezależnej ekspertyzy. Wynika to z faktu, że współczynnik ten stanowi kluczową determinantę poziomu CWD i CWO, przy jednoczesnym braku możliwości określenia wartości odniesienia na podstawie danych księgowych uczestnika rynku bilansującego. W porównaniu do obowiązującego rozporządzenia doprecyzowano, że ustalone przedziały mocy obejmują cały zakres parametrów technicznych modułu wytwarzania energii i nie mogą wykraczać poza ten zakres.

Ust. 5–7 nie wprowadzają względem dotychczasowych przepisów zmian wpływających na prawa lub obowiązki uczestników rynku; stanowią jedynie zmiany redakcyjne przenoszące dotychczasowe punkty do ustępów. Ponadto w ust. 6 uwzględniono wsparcie dla morskich farm wiatrowych należne na podstawie ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, z późn. zm.) oraz dodano zasadę, że w przypadku gdy w odniesieniu do części energii wytworzonej w module wytwarzania energii nie przysługuje wsparcie, wysokość wsparcia koryguje się

proporcjonalnie do tej części energii. W kontekście wymienionych w ust. 7 pkt 1 i w ust. 12 kosztów zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania należy podkreślić, że pojęcia te są obecnie stosowane przy wyznaczaniu cen, nie stwarzają trudności w identyfikacji kosztów, o których mowa, stąd nie wymagają doprecyzowania.

Ust. 8 i 9 określają zasady wyznaczania CWD i CWO dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej lub modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej tak, aby przenosiły:

- 1) zmianę wartości energii zgromadzonej w magazynie w wyniku poleceń OSP innych niż swobodne bilansowanie, wyznaczonej na podstawie wartości ceny referencyjnej reprezentującej, korzystniejszą dla uczestnika rynku bilansującego: potencjalną cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego lub cenę zakupu tej energii elektrycznej na rynku dnia następnego w celu jej zmagazynowania;
- 2) wartość kosztów zmiennych poniesionych lub zaoszczędzonych przez operatora jednostki w wyniku poleceń OSP;
- 3) zmienną opłatę sieciową (w zakresie w jakim jest naliczana dla danej jednostki) – w przypadku poleceń dotyczących poboru energii elektrycznej.

Zaproponowany sposób rozliczeń odzwierciedla w CWD i CWO dodatkowe lub uniknięte koszty wynikające z poleceń OSP (innych niż swobodne bilansowanie). Odpowiada to podejściu stosowanemu do innych technologii. W szczególności w rozliczeniach uwzględniono koszty zmiennej opłaty sieciowej (poniesionej lub zaoszczędzonej) w wyniku poleceń OSP, która stanowi jeden z kosztów zmiennych wytwarzania energii w jednostkach magazynów. Kosztem takim nie jest w szczególności opłata stała za moc umowną, gdyż jej wartość nie zależy od poleceń OSP, zaś wynika z decyzji wytwórcy dotyczącej wielkości zamówionej mocy umownej na potrzeby działalności handlowej.

W ust. 8 dokonano zmiany przepisów dotychczasowego § 21a ust. 7 w zakresie wyznaczania CWD. W przepisach wykorzystywane są ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego zamiast dotychczas stosowanych „rynkowych cen energii”. W przypadku poboru energii elektrycznej uwzględniona została „opłata za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczana za pobraną z sieci energię elektryczną (składnik zmienny opłaty)” zamiast aktualnie stosowanego „uśrednionego kosztu zamówienia mocy umownej”. Cena CWD powinna odzwierciedlać koszty zmienne dostawy energii bilansującej, w tym ograniczenia poboru energii elektrycznej, dlatego uwzględnia opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji naliczaną za pobraną z sieci energię elektryczną, bez opłaty stałej za zamówienie mocy umownej. Rozszerzono stosowanie zasad na jednostki grafikowe utworzone z MWE wchodzących w skład pojedynczej elektrowni szczytowo-pompowej – tym samym nie stosuje się do nich zasad dla agregatów określonych w ust. 17.

Ust. 9 ustala z kolei zasady wyznaczania CWO dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej lub modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej. Dokonano zmiany przepisów dotychczasowego § 21a ust. 7 w zakresie wyznaczania CWO. Wprowadzono ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego zamiast dotychczas stosowanych „rynkowych cen energii”. W przypadku poboru energii elektrycznej, uwzględniona została „opłata za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczana za pobraną z sieci energię elektryczną (składnik zmienny opłaty)” zamiast aktualnie stosowanego „uśrednionego kosztu zamówienia mocy umownej”. Cena CWO powinna odzwierciedlać koszty zmienne odbioru energii bilansującej, w tym zwiększenia poboru energii elektrycznej, dlatego uwzględnia opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji naliczaną za pobraną z sieci energię elektryczną, bez opłaty stałej za zamówienie mocy umownej. W ust. 10

określono zasady wyznaczania ceny referencyjnej dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej lub modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej. Zmieniono przepisy dotychczasowego § 21a ust. 7 w zakresie wyznaczania ceny referencyjnej. Wykorzystuje się ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego zamiast dotychczas stosowanych „rynkowych cen energii”. Przy ustalaniu ceny referencyjnej składnik równy średniej arytmetycznej z 6 najniższych cen jest dodatkowo powiększany o opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczaną za pobraną z sieci energię elektryczną (składnik zmienny opłaty). Magazyn lub elektrownia szczytowo-pompowa pobierając energię z sieci, oprócz poniesienia kosztów związanych z zakupem tej energii, są obowiązane do poniesienia opłaty za usługi przesyłania zależnej od ilości tej energii, dlatego opłata ta powinna być uwzględniona w cenie referencyjnej. Do ust. 11 przeniesiono regulację dotyczącą wyznaczania współczynnika sprawności magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej – dotychczas regulacja ta zawarta była w § 21a ust. 7 pkt 1 lit. b.

W ust. 12 wprowadzono zmiany redakcyjne, które nie wpływają na poziom obciążeń regulacyjnych. Przepis został uszczegółowiony przez doprecyzowanie, że koszt uruchomienia oblicza się dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii cieplnego. Usunięto słowo „pojedynczego” w kontekście ustalania kosztu uruchomienia, jednak należy rozumieć, że nie chodzi o sumę kosztów w danym okresie, a o koszt jednego uruchomienia jednostki. W przypadku jednostek opalanych gazem ziemnym wskazano, że cena gazu powinna być obliczana na podstawie średniej arytmetycznej cen z rynku dnia następnego na giełdzie gazu dla kwartału, na podstawie którego wyznacza się CU. Takie uproszczenie jest uzasadnione, gdyż w przypadku CU wykorzystanie cen paliwa z doby, w której nastąpiło uruchomienie, wymagałoby znacznego skomplikowania mechanizmu określania tej ceny, a nie miałyby istotnego wpływu na rozliczenia.

W ust. 13 wprowadzono zasadę, że uruchomienie jednostki grafikowej nie powinno być rozliczone po cenie ujemnej.

W ust. 14 zmieniono redakcję (strukturę punktów) oraz wprowadzono następujące zmiany:

- 1) aktualizacja pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania będzie się odbywać w cyklach rocznych;
- 2) w katalogu danych do aktualizacji z zakresu systemów wsparcia uwzględniono wsparcie dla morskich farm wiatrowych oraz wsparcie wysokosprawnej kogeneracji.

Ust. 15 określa zasady aktualizacji przez DUB składników wykorzystywanych na potrzeby wyznaczania CWD i CWO dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej lub modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej. Dokonano zmiany redakcyjnej aktualnego § 21a ust. 11 oraz usunięto obowiązek zgłaszania współczynnika sprawności cyklu ładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej przed zawarciem umowy dotyczącej świadczenia usług systemowych. Współczynnik jest określany przed zawarciem umowy o świadczenie usług przesyłania lub na podstawie regularnych aktualizacji dla jednostki grafikowej. Ponadto analogicznie jak w przypadku ust. 14 wprowadzono aktualizację pozostałych kosztów zmiennych w cyklach rocznych.

W ust. 16 wprowadzono przepis regulujący sytuację, w której jednostka grafikowa nie pracuje (np. z powodu remontu), a DUB jest obowiązany do aktualizacji danych – w takim przypadku, jeżeli dany koszt nie był wykazywany w ewidencji księgowej, to w kalkulacji składników

CWD, CWO lub CU przyjmuje się wartość tego kosztu z poprzedniego okresu, chyba że dany koszt nie jest i nie będzie już ponoszony.

Celem ust. 17 jest wyznaczenie CWD i CWO dla jednostki grafikowej utworzonej z jednego sterowanego odbioru lub z grupy zasobów (agregatu), w tym przypadku tworzenia jednostki grafikowej z zasobów tworzących ZSD. Biorąc pod uwagę złożoność wyznaczenia CWD i CWO dla sterowanych odbiorów, ZSD i agregatów w przypadku zastosowania zasad analogicznych do zawartych w § 28 ust. 1-16, wprowadza się zasadę, że przedmiotowe ceny są wyznaczone na podstawie ceny zintegrowanego procesu grafikowania oraz ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego pomniejszonej o cenę rezerwy operacyjnej. Przyjęcie takiego rozwiązania pozwala na:

- 1) zarządzenie przez dostawcę usług bilansujących ryzykiem rozliczenia po cenach nie przenoszących wszystkich kosztów zmiennych, ponieważ na etapie zgłoszeń ofert na energię bilansującą znane są już ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
- 2) stworzenie zachęt do zgłoszenia ofert na energię bilansującą w okresach niedoboru mocy lub okresach zapotrzebowania na elastyczność, przez uwzględnienie ceny zintegrowanego procesu grafikowania w wyznaczaniu CWD i CWO.

Zmiana wobec dotychczasowego § 21a ust. 12 jest korzystna dla podmiotów, które będą oferować na rynku bilansującym usługi bilansujące z wykorzystaniem odpowiedzi odbioru lub zasobów rozproszonych. § 29

§ 29 zawiera swoiste przepisy końcowe dla regulacji dotyczących rynku bilansującego.

Ust. 1 wprowadza delegację do wykonania w sposób szczegółowy zasad określonych w rozdziale 5 w WDB. Należy podkreślić, że ze względu na szczególny charakter WDB, nie jest to przypadek „subdelegacji” z rozporządzenia – rolą przepisów rozporządzenia jest wyznaczenie na poziomie krajowych przepisów powszechnie obowiązujących ram swobody, w ramach których porusza się z jednej strony OSP, opracowując propozycję WDB, z drugiej – Prezes URE, wydając decyzję zatwierdzającą ten dokument. Zakres przedmiotowy WDB określony w art. 18 rozporządzenia 2017/2195 jest bardzo szeroki i pozwala na regulowanie spraw fundamentalnych dla funkcjonowania rynku bilansującego, a tym samym rynku energii elektrycznej w ogóle. WDB określają zasady świadczenia usług bilansujących (warunki dla dostawców usług bilansujących), a także rozliczania niezbilansowania (warunki dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie). Poniżej wyszczególniono wybrane elementy zakresu przedmiotowego z art. 18 rozporządzenia 2017/2195:

#### *4. Warunki dla dostawców usług bilansujących:*

*a) określają racjonalne i uzasadnione wymogi świadczenia usług bilansujących;*

*(...)*

*c) umożliwiają właścicielom instalacji odbiorczych, osobom trzecim oraz właścicielom zakładów wytwarzania energii z konwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii, a także właścicielom jednostek magazynowania energii uzyskanie statusu dostawców usług bilansujących;*

*d) wymagają, aby każda oferta dotycząca energii bilansującej od dostawcy usług bilansujących była przydzielona co najmniej jednemu podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie w celu umożliwienia obliczenia korekty niezbilansowania zgodnie z art. 49.*

5. Warunki dla dostawców usług bilansujących zawierają:

a) zasady dotyczące procesu kwalifikowania dostawcy usług bilansujących na podstawie art. 16;

(...)

d) wymogi dotyczące danych oraz informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP przyłączającemu oraz w razie potrzeby OSD przyłączającemu rezerwy, w trakcie procesu kwalifikacji wstępnej oraz obsługi rynku bilansującego;

e) zasady i warunki przydzielania każdej oferty dotyczącej energii bilansującej od dostawcy usług bilansujących co najmniej jednemu podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie zgodnie z ust. 4 lit. d);

f) wymogi dotyczące danych oraz informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP przyłączającemu oraz w razie potrzeby OSD przyłączającemu rezerwy, w celu dokonania oceny świadczenia usług bilansujących zgodnie z art. 154 ust. 1, art. 154 ust. 8, art. 158 ust. 1 lit. e), art. 158 ust. 4 lit. b) oraz art. 161 ust. 1 lit. f) i art. 161 ust. 4 lit. b) rozporządzenia (UE) 2017/1485;

g) określenie lokalizacji każdego produktu standardowego oraz każdego produktu specyficznego, z uwzględnieniem ust. 5 lit. c);

h) zasady określania wolumenu energii bilansującej, która ma zostać rozliczona z dostawcą usług bilansujących zgodnie z art. 45;

i) zasady rozliczenia dostawców usług bilansujących określone zgodnie z tytułem V rozdział 2 i 5;

6. Warunki dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie zawierają:

a) definicję odpowiedzialności za bilansowanie dla każdego połączenia opracowaną w taki sposób, aby uniknąć jakichkolwiek luk lub dublowania się odpowiedzialności za bilansowanie spoczywającej na różnych uczestnikach rynku świadczących usługi w ramach tego połączenia;

b) wymogi w celu uzyskania statusu podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;

c) wymóg, aby wszystkie podmioty odpowiedzialne za bilansowanie ponosiły odpowiedzialność finansową za swoje niezbilansowania oraz aby niezbilansowania te rozliczano z OSP przyłączającym;

d) wymogi dotyczące danych oraz informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP przyłączającemu na potrzeby obliczenia niezbilansowań;

(...)

i) określenie konsekwencji w przypadku niespełnienia warunków dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie;

j) zobowiązanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie do zgłaszania OSP przyłączającemu wszelkich zmian pozycji bilansowej;

(...).

W związku z powyższym uzasadnione jest działanie państwa członkowskiego przez prawo krajowe przy regulowaniu np. progów wejścia na rynek bilansujący czy stosowania mechanizmu *scarcity pricing*.

Szczegółowe zasady funkcjonowania rynku bilansującego zostaną zatem określone w WDB, które po konsultacjach społecznych zostaną przedłożone Prezesowi URE do zatwierdzenia zgodnie z przepisami rozporządzenia 2017/2195.

Ust. 2 zawiera delegację do zmiany w WDB minimalnej mocy jednostki grafikowej oraz maksymalnej mocy jednostki grafikowej stworzonej z agregatu zasobów. Wprowadza się zatem możliwość „poluzowania” wymogów z rozporządzenia, a więc określenia w WDB mniej restrykcyjnych limitów w zakresie minimalnej mocy jednostki grafikowej oraz maksymalnej mocy jednostki grafikowej stworzonej z agregatu zasobów. Pozwoli to na zmianę przedmiotowych limitów, bez nowelizacji rozporządzenia, pod warunkiem zatwierdzenia ich przez Prezesa URE.

## Rozdział 6

Rozdział 6 zawiera przepisy wykonawcze określające szczegółowy sposób wykonania obowiązku określonego w art. 9c ust. 2 pkt 9 ustawy Prawo energetyczne w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi. W porównaniu z dotychczasową treścią należy zwrócić uwagę przede wszystkim na zmienioną, bardziej czytelną redakcję, a także na zniesienie niektórych obowiązków związanych z przestrzeganiem ograniczeń sieciowych.

### § 30

Ust. 1 nakazuje OSP identyfikowanie ograniczeń systemowych w sieci elektroenergetycznej przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV. Wykonane analizy systemowe zmierzają do określenia: minimalnej i maksymalnej możliwości wytwarzania w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów, maksymalnie możliwej do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.

Ust. 2 dotyczy z kolei zakresu art. 9c ust. 3 ustawy Prawo energetyczne i nakazuje OSD identyfikowanie ograniczeń systemowych w sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Na podstawie wykonanych analiz systemowych OSD sporządza informacje w zakresie umożliwiającym: weryfikację wykonywania obowiązku mocowego na rynku mocy przez zasoby przyłączone do sieci tego operatora oraz określenie ograniczeń sieciowych na potrzeby świadczenia usług bilansujących przez dostawców usług bilansujących wykorzystujących zasoby przyłączone do sieci tego operatora.

### § 31

Ust. 1 określa wymagania dla programów pracy zgłaszanych dla jednostek grafikowych. Przepis uległ zmianie w stosunku do dotychczasowego odpowiednika – przepisu § 24 ust. 3 obowiązującego rozporządzenia. Biorąc pod uwagę doświadczenia z funkcjonowania obowiązującego przepisu, nowy przepis nie zawiera wymogów, o których mowa w § 24 ust. 3 pkt 2 i 3 obowiązującego rozporządzenia – interesariusze zwracali uwagę, że umowy sprzedaży zawierane są w różnych horyzontach czasowych, z których nie wszystkie pozwalają na respektowanie ograniczeń sieciowych określanych także z krótszym wyprzedzeniem. Ponadto wprowadzono zasadę, że przepis dotyczy zgłoszeń programów pracy, a nie umów sprzedaży energii elektrycznej. Programy pracy zgłoszone dla jednostek grafikowych muszą być zgodne z parametrami technicznymi zasobów reprezentowanych w danej jednostce grafikowej i w



zakresie grafików rezerw mocy dotyczących doby  $d$  spełniać dodatkowo ograniczenia sieciowe określone przez OSP w dobie  $d-1$  do godz. 7:30.

Ust. 2 określa wymogi dotyczące programów obciążenia składanych dla jednostek wytwórczych centralnie koordynowanych. Przepis uległ zmianie w stosunku do przepisu zawartego w § 24 ust. 4 obowiązującego rozporządzenia. Biorąc pod uwagę doświadczenia z funkcjonowania obowiązującego przepisu, nowy przepis nie zawiera wymogów dotychczasowego § 24 ust. 4 pkt 2. Ponadto zmiana polega na zastąpieniu wyrażenia „warunki pracy elektrowni” wyrażeniem „warunki pracy zakładu wytwarzania energii” w celu zapewnienia spójności terminologii stosowanej w rozporządzeniu.

### § 32

Przepis dotyczy zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, a zarazem przejrzystego określania uczestnikom rynku warunków, w jakich prowadzą działalność. Operator systemu elektroenergetycznego publikuje i aktualizuje informacje o technicznych warunkach pracy tego systemu oraz wymagania dotyczące dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, które zgodnie z § 17 mogą wpływać m.in. na harmonogram remontów planowanych przez wytwórców.

### § 33

§ 33 odpowiada obowiązującemu § 24 ust. 2. OSP prowadzi planowanie koordynacyjne systemu elektroenergetycznego przez opracowywanie i aktualizowanie: planów koordynacyjnych dostępnych zasobów systemu oraz planów koordynacyjnych wykorzystania zasobów systemu. Aby plany te zawierały poprawne dane, niezbędne jest, aby zgodnie z ust. 2 użytkownicy systemu przekazywali OSP dane niezbędne do opracowania i aktualizacji planów koordynacyjnych, a także stosowne aktualizacje tych danych, zgodnie z zakresem wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, o którym mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485.

§ 34 nakłada na OSP obowiązki publikacyjne zapewniające uczestnikom rynku informacje:

- 1) o planowanym stanie sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV (ust. 1);
- 2) o ograniczeniach systemowych w poszczególnych węzłach sieci elektroenergetycznej (ust. 2) wpływających na możliwość świadczenia usług bilansujących;
- 3) o planowanym stanie systemu elektroenergetycznego (ust. 3), w tym m.in. prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej, co może stanowić istotny sygnał rynkowy;
- 4) powykonawczo, najpóźniej w dniu  $d+2$ , o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz wynikach rynku bilansującego (m.in. cenach i wielkości niezbilansowania) w dobie  $d$ .

### § 35

§ 35 dotyczący zakupu usług systemowych został dostosowany do nowego modelu rynku.

Z przepisu ust. 1 usunięta została usługa uruchomienia jednostek wytwórczych na polecenie OSP, ponieważ koszty uruchomień wynikających z poleceń OSP, ponad uruchomienia zgłoszone w programie pracy, są uwzględniane w rozliczeniach energii bilansującej, o których mowa w § 24, przy uwzględnieniu korekt uzupełniających cen rozliczeniowych energii bilansującej, o których mowa w § 27. Ponadto w ust. 1 wyszczególniono dodatkowo moce

bilansujące, usługę udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej oraz usługę pracy kompensatorowej.

W ust. 2 wskazano dokumenty, w których OSP określa katalog pozyskiwanych usług systemowych, WDB oraz instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, a także w których może określić zasady nabywania, świadczenia i rozliczania usług systemowych.

Ust. 3 dotyczy sytuacji, gdy te zasady nie są uregulowane w tych dokumentach – wówczas OSP określa je w umowie z właścicielem zasobu albo podmiotem przez niego upoważnionym świadczącym daną usługę systemową.

Ust. 4 wskazuje, że OSP informuje o wykorzystaniu usług systemowych na zasadach określonych w dokumentach, które regulują szczegółowo zasady nabywania, świadczenia i rozliczania poszczególnych usług systemowych.

§ 35 ust. 5 odpowiada treścią dotychczasowemu § 28a. Jego rolą jest wskazanie, że zasady świadczenia usług w zakresie odbudowy regulują obecnie TCM opracowywane na podstawie rozporządzenia 2017/2196 – rozporządzenie sprzed nowelizacji z dnia 11 listopada 2020 r. zawierało w tym obszarze przepis materialny zobowiązujący OSP do zawarcia umowy z wytwórcą, którego jednostki posiadały zdolność do samostartu.

## Rozdział 7

### § 36

Przepis § 36 określa zakres podmiotowy obowiązku współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz sieci 110 kV.

Przepis § 37 określa obowiązki podmiotów przyłączonych do systemu elektroenergetycznego w zakresie przekazywania operatorowi danych niezbędnych do opracowania planów rozwoju. Warto dodać, że przepis jedynie wykonuje szczegółowo w niezbędnym zakresie przepisy ustawy dotyczące współpracy między przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami, ale nie np. jednostkami samorządu terytorialnego. Kwestie te reguluje art. 16 ust. 1 i 11 ustawy Prawo energetyczne, zobowiązujący przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii do sporządzenia, dla obszaru swojego działania, planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię. Plan ten ma uwzględniać m.in. plany zagospodarowania przestrzennego oraz zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci.

### § 38

Przepis § 38 określa zakres wymiany informacji i danych niezbędne do opracowania planów rozwoju i koordynowania rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

Rozdział 8 określa Warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą modułów wytwarzania energii oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych, a także zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami.

### §39

Przepis § 39 określa zakres współpracy OSP i OSD.

§ 40

Przepis § 40 określa cel współpracy OSD z OSP.

§ 41

Przepis § 41 określa zasady współpracy w zakresie sieci koordynowanej 110kV.

§ 42

Przepis § 42 określa jakie dokumenty (plany, procedury) opracowuje i aktualizuje operator systemu oraz jaki zakres przedmiotowy powinien być uwzględniony w tych dokumentach.

W ust. 1 dostosowano katalog planów, procedur i instrukcji postępowania, biorąc pod uwagę terminologię stosowaną przez unijne regulacje w tym zakresie, tj.: rozporządzenia 2017/2196 i 2017/1485.

W ust. 2 określono zakres regulacji procedur i instrukcji postępowania celem zachowania spójności zakresu dokumentów u wszystkich operatorów systemu. Ustalając zakres, jaki powinny regulować te procedury i instrukcje, postawiono sobie za cel, aby umożliwiały one wykonywanie planów, o których mowa w ust. 1 pkt 1, w polskich realiach regulacyjnych. Należy podkreślić, że są to dokumenty odrębne od instrukcji ruchu i eksploatacji sieci.

Ust. 4 reguluje zakres podmiotowy obowiązku opracowania i aktualizacji planów, procedur i instrukcji postępowania – wskazano podmioty, które powinny opracowywać te procedury i instrukcje, a nie zostały do tego obowiązane na podstawie przepisów rangi unijnej. Zobowiązując poszczególne typy użytkowników systemu, brano pod uwagę regulacje europejskie w tym zakresie, charakter urządzeń i instalacji, które te typy użytkowników systemu eksploatują, wpływ tych urządzeń i instalacji na pracę systemów elektroenergetycznych i podział własności urządzeń współpracujących z systemem elektroenergetycznym. Przepis ten dopełnia regulację zawartą w rozporządzeniu 2017/2196, zapewniając jej skuteczne wykonanie.

Ust. 5 określa podmioty, z którymi podmioty wskazane w ust. 4, uzgadniają swoje procedury i instrukcje postępowania. Przepis kieruje się miejscem przyłączenia danego użytkownika systemu posiadającego dane urządzenia lub instalacje.

Ust. 6 uprawnia OSP do dokonania wyłączeń odbiorców, niezależnie od czasu trwania przerw lub wyłączeń, o których mowa w § 47 ust. 1 i 2, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o którym mowa w ustawie, lub stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu, o których mowa w rozporządzeniu 2017/1485. Przepis jest odpowiednikiem regulacji zawartej w § 35 ust. 6 obowiązującego rozporządzenia.

Dotychczas norma analogiczna do ujętej w ust. 7 była zawarta w Załączniku nr 1 pkt 3.1.2 obowiązującego rozporządzenia. Dokonano przeniesienia regulacji ze względu na formalną, a nie ściśle, regulację w niej zawartą.

Norma wyrażona w ust. 9 nakazująca uzgodnienie określonych wymagań technicznych z OSP wynika z ustawowej odpowiedzialności operatora systemu przesyłowego zawartej w art. 9c ust. 2 pkt 1. Przepis ma na celu określenie wymagań na wypadek konieczności obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego już na etapie przyłączania wytwórcy. Pozwoli to na racjonalne wykorzystanie przyłączanych zasobów i zarazem zapewni odpowiednie narzędzia dla OSP na wypadek awarii w systemie.

Przepis ust. 10 ma na celu umożliwienie wykonania obowiązku nałożonego na OSP w art. 43 rozporządzenia 2017/2196. Przepis ma charakter implementujący i uzupełniający regulację rangi europejskiej.

Dotychczasowy ust. 10 nie nakłada zatem dodatkowych wymagań, a nakazuje jedynie utrzymanie odpowiedniego stanu technicznego urządzeń, który istniał przed dniem wejścia w życie rozporządzenia.

Ust. 11 to przepis o charakterze formalnym mający inspirację w prawie europejskim, które w szczegółowych regulacjach nakazuje użytkownikom systemu współpracę z operatorami. Przepis tylko pozornie ustanawia nowy obowiązek, gdyż istnienie tego obowiązku do tej pory było wynikiem stosowania przepisów w drodze wykładni systemowej.

#### § 43

§ 43 określa wymagania dot. stricte technicznych aspektów instalacji (w tym związanych z bezpieczeństwem ich eksploatacji) i zawiera aktualizację obowiązków dotyczących automatyk samoczynnego częstotliwościowego odłączania – przekaźników SCO i układów SCO.

Przed wszystkim z przepisu usunięto wszystkie obowiązki dotyczące automatyki samoczynnego napięciowego odłączania (SNO) – utrzymywanie tego obowiązku nie jest bowiem obecnie konieczne dla zapewnienia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

Pkt 4 w ust. 1 stanowi, że podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci nie może bez uzgodnienia z operatorem systemu elektroenergetycznego odłączyć zasilania i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy. Dodanie tego punktu jest istotne z uwagi na konieczność zasilania układu pomiarowego celem utrzymania komunikacji zdalnej z licznikiem i pomiaru parametrów jakości dostarczanej energii. W przeciwnym wypadku przekazywane przez układ pomiarowo-rozliczeniowy dane nie byłyby zgodne ze stanem rzeczywistym.

Ust. 2 sankcjonuje obowiązek wdrażania środków przewidzianych w planach obrony systemu i planach odbudowy opracowywanych na podstawie rozporządzenia 2017/2196. Pozornie mogłoby się wydawać, że przepis jest zbędny i powtarza normę zawartą w ww. rozporządzeniu, jednak na gruncie krajowym jest on konieczny, dlatego że przedmiotowe plany nie są jawne, zatem gdyby pozostawiono tę kwestię wyłącznie stosowaniu rozporządzenia 2017/2196, użytkownicy systemu mogliby być zaskakiwani informacją o konieczności wdrożenia określonych środków. Terminy, które ujęto w rozporządzeniu 2017/2196, określają tylko datę pierwszego wdrożenia środków po wejściu w życie kodeksu, co może wprowadzać nowoprzyłączanych użytkowników systemu w błąd co do braku konieczności zastosowania się do tych przepisów. Wprowadzenie ogólnego obowiązku na poziomie rozporządzenia daje im jednak podstawę, aby być w kontakcie z OSP w zakresie możliwego objęcia obowiązkiem wdrożenia środków określonych w ww. planach. Dlatego wprowadzony przepis zapewnia spójność z obowiązkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2196.

Ust. 3 wskazuje katalog obiektów, których posiadacze podlegają obowiązkowi wdrożenia tych środków, umożliwiając antycypowanie okoliczności objęcia planem obrony lub odbudowy.

Ust. 4-13 ustanawiają zmienione zasady dotyczące instalowania i funkcjonowania układów SCO. Nowe przepisy zawierają bardziej przejrzysty układ (podział na ustępy).

Ust. 4 wskazuje katalog podmiotów obowiązanych zainstalować układy SCO oraz zakres przepisów formułujących wymagania wobec tych układów. Warto zwrócić uwagę na niejednorodność źródeł szczegółowych wymagań.

Ust. 5 i 6 wprowadzają istotne zasady zmierzające do zmniejszenia ciężaru regulacyjnego związanego z wprowadzeniem układów SCO. Zgodnie z ust. 5 odbiorca przyłączony do sieci średniego napięcia nie musi instalować własnego układu SCO, bowiem podlega stosowaniu układu należącego do operatora, do którego sieci jest przyłączony. Ust. 6 pozwala z kolei OSDn zawrzeć umowę z OSDp, na podstawie której OSDp obejmie OSDn stosowaniem swoich układów SCO.

Ust. 7 nakazuje niezwłocznie poinformować podmiot, z którego siecią jest połączony, o fakcie zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych.

Ust. 8 nadaje uprawnienia do kontrolowania stanu spełniania wymagań dotyczących układów SCO odpowiednio OSP i OSD u odbiorców przyłączonych do sieci tych operatorów. Analogicznie, zgodnie z ust. 9, plany zastosowania układów SCO prowadzące do wyłączeń odbiorców opracowują w zakresie przyłączonych do swojej sieci odbiorców odpowiednio OSP i OSD.

Ust. 10 pozwala wprowadzić szczególne zasady dla odbiorców, których specyfika działalności powoduje, że normalne działanie układów SCO – nagłe odłączanie zasilania w przypadku przekroczenia parametrów kryterialnych – mogłoby być niebezpieczne z punktu widzenia ochrony środowiska. Dotyczy to zakładów przemysłowych uznanych za zakłady o zwiększonym ryzyku wystąpienia awarii przemysłowej albo za zakład o dużym ryzyku wystąpienia awarii przemysłowej w rozumieniu rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 29 stycznia 2016 r. w sprawie rodzajów i ilości znajdujących się w zakładzie substancji niebezpiecznych, decydujących o zaliczeniu zakładu do zakładu o zwiększonym lub dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej (Dz. U. poz. 138). Ponieważ jednak zachowanie takich odbiorców w sytuacji awaryjnej nie jest neutralne dla systemu elektroenergetycznego, warunkiem zwolnienia odbiorcy z normalnych zasad stosowania układu SCO jest ustalenie indywidualnego planu działania na wypadek wystąpienia wymienionych w rozporządzeniu stanów kryzysowych. Ust. 11 i 12 wprowadzają kluczowy wymóg w zakresie parametrów układu SCO – czas działania układu. Przepis dotyczy jednak tylko tych układów, które nie podlegają wymogom rozporządzenia 2016/1388, a zatem uzupełnia lukę przedmiotową w przepisach europejskich. Różnica między ust. 11 i 12 polega na uzależnieniu zakresu przedmiotowego od okoliczności, czy dany układ był objęty obowiązkiem stosowania przed dniem wejścia w życie rozporządzenia czy po dniu jego wejścia w życie. Co więcej, wejście w życie przepisu ust. 11 jest odsunięte w czasie do 18 grudnia 2022 r.

Ust. 13 rozszerza zakres wymagań wobec działania układów SCO o wymogi określone w art. 15 ust. 7 rozporządzenia 2017/2196.

Ust. 14 wprowadza wymóg, aby obiekty i rozdzielnie ujęte w planie odbudowy były zdolne do pracy autonomicznej przez co najmniej dobę, z uwzględnieniem wskazanych w przepisie funkcjonalności. Wymóg ten jest niezbędny do zapewnienia możliwości przeprowadzenia procesu odbudowy, który jest procesem skomplikowanym, a jego powodzenie zależy od przygotowania każdego elementu sieciowego oraz wszystkich wytwórców w niego zaangażowanych.

## Rozdział 9

§ 44 wykonuje delegację ustawową w zakresie informacji przekazywanych odbiorcy przez sprzedawcę. Zmiana w stosunku do pierwotnej treści polega na nieprzeniesieniu do § 44 postanowień określonych w lit. b § 37 ust. 1 pkt 2 oraz usunięciu załącznika nr 3.

## Rozdział 10

### § 45

Ust. 1 Zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30 dla analizatorów klasy A pomiary harmonicznych napięcia powinny być wykonywane do co najmniej rzędu 50. Przepis uwzględnia rezultaty prac działającego przy Ministrze Klimatu i Środowiska Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania.

Pozwala to zapewnić spójność między projektem rozporządzenia a przewidzianym przez ustawę z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw nowym aktem prawnym w obrębie elektroenergetyki, tj. rozporządzeniem dotyczącym systemu pomiarowego. Docelowo, w przypadku grupy przyłączeniowej I i II w miejscach dostarczania będą instalowane analizatory stacjonarne klasy A. W związku z tym proponuje się doprecyzowanie przepisu w zakresie wymagań dla harmonicznych napięcia i wskazanie górnego rzędu harmonicznych równego 50.

W związku z coraz szerszym zastosowaniem urządzeń energoelektronicznych w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego i związanym z tym rosnącym ryzykiem pojawiania się zakłóceń dotyczących odkształceń napięcia (rezonansu harmonicznych), również dla harmonicznych napięcia o wyższych rzędach, należy przy wyznaczaniu THD uwzględnić harmoniczne do rzędu 50, co zostało już ujęte w IRiESP i IRiESD. Wynika to również z konieczności ujednoczenia oceny zaburzeń związanych z odkształceniami napięcia w oparciu o wartości współczynnika THD jak i indywidualnych harmonicznych, które zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30 w przypadku analizatorów klasy A powinny być mierzone do co najmniej harmonicznej rzędu 50 łącznie. Zgodnie z projektem rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego w przypadku grupy przyłączeniowej I i II w miejscach dostarczania energii elektrycznej będą instalowane analizatory stacjonarne klasy A. W przypadku grup przyłączeniowych III, IV i V do rozpatrywania reklamacji dotyczących parametrów jakościowych energii elektrycznej są i będą wykorzystywane przenośne analizatory klasy A. Należy zauważyć, że proponowany sposób wyznaczania współczynnika THD napięcia z uwzględnieniem harmonicznych do rzędu 50 jest stosowany w innych krajach oraz wykorzystywany w oferowanych na rynku analizatorach klasy A. Współczynnik THD nie jest parametrem mierzonym a wyznaczanym na podstawie zmierzonych wartości indywidualnych harmonicznych napięcia w analizatorze według określonej zależności algebraicznej. Proponowana zmiana nie powoduje konieczności zmiany wartości granicznej THD.

Ust. 3 i 9 ustanawiają normy do tej pory wyrażone odpowiednio w § 38 ust. 1 pkt 6 oraz ust. 3 pkt 6, a także w ust. 3 i 7. Po pierwsze, zmieniono redakcję w taki sposób, aby jednoznacznie rozdzielić obowiązki operatora systemu elektroenergetycznego w postaci zapewnienia parametrów jakościowych, które ma spełniać dostarczana z jego sieci energia elektryczna, od obowiązku użytkownika systemu, którego spełnienie warunkuje istnienie wyżej wymienionego obowiązku operatora – przestrzegania ustalonej mocy umownej oraz stosunku mocy biernej do mocy czynnej (tzw. współczynnika  $\text{tg } \varphi$ ). Po drugie, wprowadzono uniwersalny zakres podmiotowy – warunki dotyczą wszystkich użytkowników systemu, a nie tylko odbiorców. Po trzecie, w miejsce sztywnej wartości współczynnika wprowadzono zasadę, że współczynnik  $\text{tg } \varphi$  określa umowa z właściwym operatorem.

Powyższe zmiany mają na celu zaktualizowanie przepisów dotyczących  $\text{tg } \varphi$  do dzisiejszych uwarunkowań pracy systemu elektroenergetycznego, a także obszernego, wielowątkowego

charakteru regulacji sektora elektroenergetycznego, które dotyczą m.in. zagadnienia współczynnika  $\text{tg } \varphi$ . W tym kontekście należy przytoczyć aktualny przepis § 45 ust. 4 rozporządzenia taryfowego ustanawiający określone minimalne i maksymalne wartości tego współczynnika. Delegacja do umów przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oznacza zatem, że operatorzy systemów elektroenergetycznych i użytkownicy systemu będą mieć możliwość dostosowania wymagań do specyfiki danej instalacji, urządzeń lub sieci, poruszając się jednak w ramach norm określonych w innych przepisach.

Przyczyną wprowadzenia ust. 4 jest fakt, że wykorzystanie urządzeń energoelektronicznych w procesie wytwarzania energii elektrycznej przez moduły parku energii i niesynchroniczne magazyny energii elektrycznej nie pozostaje neutralny dla pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Wpływ tych urządzeń na parametry jakościowe energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym wymaga wprowadzenia dodatkowych wymagań. Dotychczas były one zapisane jedynie w IRiESP i IRiESD. Wzrost skali wykorzystania tych urządzeń wymusza unifikację reguł na poziomie aktu prawa powszechnie obowiązującego. Pełni to funkcję gwarancyjną dla uczestników rynku i zabezpiecza przed stosowaniem odmiennych wymogów w różnych obszarach krajowego systemu elektroenergetycznego.

W celu zapewnienia równoprawnego traktowania adresatów regulacji nałożono jednak powyższe wymagania na wszystkie moduły wytwarzania energii, nie tylko na te przyłączone niesynchronicznie (moduły parku energii). Synchroniczne moduły wytwarzania energii podlegają już licznym wymaganiom technicznym wynikającym m.in. z rozporządzenia 2016/631, zatem rozciągnięcie na nie powyższych wymagań jakościowych nie jest istotnym rozszerzeniem obowiązków regulacyjnych.

W kontekście ust. 5 należy wskazać, że coraz szersze stosowanie urządzeń energoelektronicznych w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego prowadzi do rosnącego ryzyka pojawiania się zakłóceń dotyczących odkształceń napięcia (rezonansu harmonicznego). W efekcie, również dla harmonicznego napięcia o wyższych rzędach należy przy wyznaczaniu THD uwzględnić harmoniczne do rzędu 50. Wynika to także z konieczności ujednolicenia oceny zaburzeń związanych z odkształceniami napięcia w oparciu o wartości współczynnika THD jak i indywidualnych harmonicznym, które zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30 w przypadku analizatorów klasy A powinny być mierzone do co najmniej harmonicznego rzędu 50 łącznie. Przepis uwzględnia rezultaty prac działającego przy MKiŚ Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania. Pozwala to zapewnić spójność między projektem rozporządzenia a przewidzianym przez ustawę z dnia 20 maja 2021 r. (data przyjęcia przez Sejm) w przedmiocie zmiany m.in. ustawy Prawo energetyczne - nowym aktem prawnym w obrębie elektroenergetyki, tj. rozporządzeniem dot. systemu pomiarowego. Docelowo, w przypadku I i II grupy przyłączeniowej w miejscach dostarczania energii elektrycznej będą instalowane analizatory stacjonarne klasy A. W przypadku grup przyłączeniowych III, IV i V do rozpatrywania reklamacji dotyczących parametrów jakościowych energii elektrycznej są i będą wykorzystywane przenośne analizatory klasy A. Należy zauważyć, że proponowany sposób wyznaczania współczynnika THD napięcia z uwzględnieniem harmonicznym do rzędu 50 jest stosowany w innych krajach oraz wykorzystywany w oferowanych na rynku analizatorach klasy A. Współczynnik THD nie jest parametrem mierzonym, a wyznaczanym na podstawie zmierzonych wartości indywidualnych harmonicznym napięcia w analizatorze według określonej zależności algebraicznej. Zaproponowana metodyka oceny THD jest zgodna ze stosowaną w pomiarach pozostałych parametrów jakości energii oraz z wcześniejszymi zapisami, wprowadza jedynie doszczegółowienie w celu wyeliminowania rozbieżności w interpretacji tego przepisu.

W obowiązującym rozporządzeniu nie zostały określone wartości graniczne dla nieparzystych harmonicznych napięcia niebędących krotnością 3 powyżej rzędu 25 dla grupy przyłączeniowej III-V (dla SN i nN). Brak wymagań w tym zakresie stanowi rozbieżność z aktualną wersją normy PN-EN 50160, ponieważ wartości te zostały uwzględnione w zmianie do tej normy z 2015 r.: PN-EN 50160:2010/A1:2015. Propozycja w projekcie rozporządzenia wyznaczenia wartości granicznych harmonicznych napięcia według wzoru  $0,5+25/h$  wprowadza nieco łagodniejsze wymagania niż wspomniana zmiana do normy PN-EN 50160:2010/A1:2015. Uzupełnienie luki w zakresie wymagań dla nieparzystych harmonicznych napięcia  $> 25$  jest więc uzasadnione.

Zgodnie z ust. 6 dopuszczalne poziomy zaburzeń mogą być określone tylko przez OSP i OSD, stąd wymagania mogłyby być określane nie w umowie sprzedaży, a w umowie przesyłowej lub dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

#### § 46

Ust. 1 definiuje współczynnik odkształcenia harmonicznymi (THD) oraz ustala wzór na obliczenie tego współczynnika. Zmiany w zakresie jego wyznaczania zostały wyjaśnione w uzasadnieniu do § 45.

Przepis ust. 2 dotyczącego wskaźnika długookresowego migotania światła (Plt) znajduje się w obowiązującym rozporządzeniu. Nie uległ on zmianie (§ 39 ust. 2).

#### § 47

Ust. 1 wprowadza podstawowy podział przerw, powtarzając ten podział zgodnie z obowiązującymi regulacjami. Podstawowy podział przerw jest dokonany ze względu na kryterium zaplanowania danej przerwy i możliwości zawiadomienia zainteresowanych odbiorców.

Przepis ust. 2 wprowadza kolejne kryterium podziału przerw ze względu na ich długość trwania. Przepis powtarza stosowany obecnie podział, nie wprowadzając zmian.

Ust. 3 również powtarza obowiązującą normę prawną nakazującą uznać przerwę planowaną za przerwę nieplanowaną, jeżeli odbiorcy nie zostali o danej przerwie zawiadomieni zgodnie z przepisami.

W ust. 4 określono zasady dopuszczalnych przerw dla zasilania stacji elektroenergetycznych. Zasilanie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznych jest niezbędne do prowadzenia ruchu i eksploatacji tych obiektów. Warunki zasilania potrzeb własnych (niskie napięcie, średnie napięcie) mają fundamentalny wpływ na główny przepływ energii siecią 400 kV, 220 kV, 110 kV. Pod pojęciem potrzeb własnych stacji należy rozumieć urządzenia technologiczne, m.in. zasilanie zbrojenia napędów wyłączników najwyższych napięć (bez zasilania potrzeb własnych brak jest możliwości sterowania), napędów odłączników i uziemników najwyższych napięć (brak możliwości sterowania bez zasilania potrzeb własnych), szafy chłodzenia (chłodzenie, ogrzewanie, sterowanie) autotransformatorów (przy wzroście temperatury urządzenia przy jednoczesnym braku chłodzenia urządzenie się wyłączy lub ulegnie zniszczeniu), klimatyzację precyzyjną (automatyka, zabezpieczenia stacji powinny mieć technicznie zapewnione odpowiednie warunki środowiskowe pracy). W obowiązującym rozporządzeniu zasilanie potrzeb własnych jest traktowane pod kątem dopuszczalnych wyłączeń tak samo jak zasilanie innych odbiorców końcowych, jak np. gospodarstwa domowego. Przepis ten dotyczy zarówno przypadku potrzeb własnych zasilanych z sieci OSD, jak i potrzeb własnych zasilanych z sieci OSP i rezerwy potrzeb własnych zasilanej z sieci OSD.



W ust. 5 wyznaczono dopuszczalne czasy trwania jednorazowych oraz dopuszczalne w danym roku łączne czasy przerw. Nie ujęto jednak odpowiedników dotychczasowych § 40 ust. 6 i 7, ponieważ szczegółowe regulacje dot. mocy umownej znajdują się w rozporządzeniu taryfowym.

#### §48

Przepis zawiera regulację jakościową wynikającą z wyznaczenia rodzajów przerw i dopuszczalnego czasu ich trwania. Przepis nakazuje obliczanie następujących wskaźników:

- 1) ENS – wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej przez system elektroenergetyczny, wyrażony w MWh na rok, stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy, obejmujący przerwy krótkie, długie, bardzo długie, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i bez uwzględnienia tych przerw;
- 2) AIT – wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w systemie elektroenergetycznym, wyrażony w minutach na rok, stanowiący iloczyn liczby 60 i wskaźnika energii niedostarczonej przez system elektroenergetyczny podzielony przez średnią moc dostarczoną przez system elektroenergetyczny, wyrażoną w MW;
- 3) SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w danym roku podzieloną przez liczbę obsługiwanych odbiorców;
- 4) SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców;
- 5) MAIFI – wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców.

#### § 49

§ 49 przepis określa standardy obsługi odbiorców i jednocześnie :

- 1) nakazuje się stosowanie zawiadomień bezpośrednio kierowanych do odbiorców na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił swój adres; w treści przepisu doprecyzowano, że udostępnienie adresu przedsiębiorstwu energetycznemu ma miejsce w umowie lub odbywa się w sposób określony w umowie;
- 2) ujednoznaczono obowiązek sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, uniezależniając go od możliwości technicznych i organizacyjnych przedsiębiorstwa.

#### § 50

§ 50 określa zasady weryfikacji poprawności działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, w tym

ust. 6 odzwierciedla podział kompetencji między sprzedawcę i przedsiębiorstwo sieciowe. Ponadto doprecyzowany został obowiązek z ust. 7 dotyczący przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

## Rozdział 11

### § 51 - 56

Przedmiotowe przepisy dotyczą określenia zakresu, warunków i sposobu wykorzystania usług elastyczności przez operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

### § 57

Wejście w życie rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2016/1388 oraz rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego 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), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1447”, (kodeksów przyłączeniowych) wprowadziło podział przyłączanych obiektów na nowe oraz istniejące. Zgodnie z art. 4 ust. 1 i 2 kodeksów przyłączeniowych obiektem nowym jest:

- 1) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego decyzją organu regulacyjnego lub państwa członkowskiego został objęty wymogami Kodeksów przyłączeniowych,
- 2) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego został zmodyfikowany w takim stopniu, że dotycząca ich umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu,
- 3) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego:
  - a) nie był przyłączony do sieci w dniu wejścia w życie kodeksu sieci, lub
  - b) właściciel zakładu wytwarzania energii, instalacji odbiorczej, OSD, modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej, instalacji odbiorczej, modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w ciągu 2 lat od wejścia w życie kodeksów sieci i nie zawiadomił w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie kodeksów sieci właściwego operatora systemu o zawarciu takiej umowy.

Stosownie do art. 3 ust. 1 kodeksów przyłączeniowych znajdują one zastosowanie jedynie do nowych obiektów. W konsekwencji obszar przyłączeniowy nie jest regulowany w pełni przez akty prawa unijnego. Z tego powodu konieczne jest pozostawienie załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego w obowiązującym brzmieniu, ponieważ zawiera on warunki przyłączenia obiektów istniejących, nieobjętych zakresem przedmiotowym kodeksów przyłączeniowych. Brak załącznika technicznego w obowiązującym brzmieniu stworzyłoby lukę prawną i wystąpiłoby ryzyko uznania, że znaczna część użytkowników systemu pozostaje nieobjęta żadnymi regulacjami.

Z drugiej strony nałożenie na obiekty istniejące obowiązku stosowania wymogów wynikających z kodeksów przyłączeniowych spowodowałoby konieczność poniesienia nadmiernych kosztów przez właścicieli tych obiektów. Ponadto byłoby to sprzeczne z celami, jakie przyświecają kodeksom przyłączeniowym, a także ze sposobem skonstruowania norm w nich zawartych. Zgodnie z kodeksami przyłączeniowymi przechodzenie na wymogi wynikające

z prawa UE ma mieć charakter stopniowy, uwzględniający charakterystykę systemów elektroenergetycznych państw członkowskich, a także ich zróżnicowaną strukturę. Dlatego też, wzorem z prawa budowlanego oraz wymogów technicznych, jakie powinny spełniać budynki, przyjęto, że wymogi przyłączenia dla obiektów istniejących, przyłączonych przed dniem wejścia w życie kodeksów sieci zachowują swoją ważność przez okres w nich oznaczony. Taka konstrukcja normy § 51 ust. 1 rozporządzenia systemowego zapewnia również poszanowanie zasady praw nabytych.

Ust. 2 reguluje sytuację prawną obiektów nowych w rozumieniu art. 4 ust. 1 i 2 kodeksów przyłączeniowych, czyli takich, które zostały objęte wymaganiami określonymi w kodeksach przyłączeniowych, ale przyłączonych przed wejściem w życie rozporządzenia systemowego. Sytuacja prawna obiektów nowych jest podobna do sytuacji obiektów istniejących. Z uwagi na zasadę ochrony praw nabytych oraz nadmiernych kosztów wiążących się z koniecznością dostosowania wszystkich obiektów do wymagań wynikających z rozporządzenia systemowego przygotowano przepis przejściowy, umożliwiający stosowanie przez te obiekty wymagań dotyczących przyłączenia, obowiązujących przed dniem wejście w życie rozporządzenia systemowego.

## § 58

§ 58 zawiera przepisy przejściowe dotyczące kontynuowania dzisiejszej aktywnej działalności na rynku bilansującym oraz przepis dotyczący wprowadzenia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE).

Po pierwsze, rozszerzono zasadę „odziedziczenia” dzisiejszych jednostek aktywnych przez zwolnienie nie tylko z obowiązku prekwalfikacji, ale również z obowiązku występowania z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej. Po drugie, przewidziano czasową derogację dla modułów wytwarzania, które wyczerpują definicję JWCD, ale:

- 1) przed dniem wejścia w życie rozporządzenia nie były aktywne na rynku bilansującym;
- 2) są modułami innymi niż ciepłne kondensacyjne lub szczytowo pompowe i w stosunku do nich wydano przed dniem wejścia w życie warunki przyłączenia, ale moduły nie zostały przyłączone do sieci.

Derogacja trwa do końca 2025 r. i polega na zwolnieniu z obowiązków dotyczących rynku bilansującego wiążących się ze statusem JWCD. Zastrzeżono, że data końcowa derogacji nie oznacza jednak, że wytwórcy nie mogą wystąpić o zwolnienie na podstawie § 14.

Ust. 1 pkt 1 zapewnia wytwórcom posiadającym moduły wytwarzania energii, które kwalifikują się do kategorii JWCD, lecz zostały już uznane za JWCK, że status ten zostanie utrzymany, w związku z czym wejście w życie rozporządzenia nie nałoży na nich nowych obowiązków.

Analogicznie ust. 1 pkt 2 zapewnia, że wytwórcy, którzy przed dniem wejścia w życie rozporządzenia prowadzili działalność z wykorzystaniem jednostek grafikowych aktywnych – a więc, zgodnie z dotychczasową nomenklaturą, aktywnie uczestniczą w rynku bilansującym – nie będą musieli poddawać swoich zasobów ponownemu procesowi kwalifikacji wstępnej. Ponadto zwalnia się ich z obowiązku ponownego rejestrowania jednostek jako jednostek grafikowych.

Przepis ust. 4 wprowadza reguły przejściowe dot. obowiązków przekazywania danych pomiarowych do czasu uruchomienia CSIRE. Po jego uruchomieniu normy wskazane w przepisie (§ 11 i § 12 ust. 3 pkt 5) stają się zbędne, gdyż zagadnienie związane z przekazywaniem danych pomiarowych będzie elementem nowego systemu wymiany

informacji określonego w rozporządzeniu dotyczącym procesów rynku energii oraz Standardów Wymiany Informacji, będących elementem IRiESP.

#### § 59

Ust. 1 określa czas, w jakim OSP powinien opracować WDB zgodne z przepisami projektu rozporządzenia. Stosunkowo krótki czas, jaki wyznaczono (cztery miesiące), bierze pod uwagę okres notyfikacji rozporządzenia – co powinno dać 6 miesięcy na dokonanie stosownych zmian ww. warunków.

Ust. 2 ustala czas (cztery miesiące), w jakim operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłoży projekt zmiany IRiESP dostosowujący instrukcję do zmian wynikających z projektu rozporządzenia. Jako że wpływ na kształt tej zmiany instrukcji będzie również wynikał z ostatecznych rozwiązań przyjętych w zatwierdzonych WDB, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, zmiana instrukcji powinna być opracowana po zatwierdzeniu i uprawomocnieniu się decyzji zatwierdzającej te warunki.

Ust. 3 zobowiązuje operatorów systemów elektroenergetycznych, sprzedawców, odbiorców, wytwórców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej do dostosowania umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej celem zapewnienia skuteczności WDB i IRiESP dostosowanych do postanowień niniejszego projektu. Przepis czyni odpowiedzialnymi za dostosowanie umów obie strony umów, co powinno zapewnić sprawność i skuteczność procesu dostosowania regulacji kontraktowych do postanowień wynikających z projektu rozporządzenia.

Ust. 4 i 5 wprowadzają zasadę, że do czasu wejścia w życie nowych WDB i instrukcji stosuje się dotychczasowe zasady rozliczeń, gdyż stosowanie nowych będzie możliwe dopiero po zatwierdzeniu WDB dostosowanego do przepisów rozporządzenia. Potrzeba zapewnienia bezpieczeństwa prawnego w tym zakresie (np. wykluczenie sporów o prowadzenie rozliczeń na RB zgodnie z nowymi przepisami rozporządzenia od daty ich wejścia w życie, a nie od daty wejścia w życie nowego WDB) wymusza doprecyzowanie przepisów przejściowych.

#### § 60

Przepis wskazuje, w których sytuacjach będzie znajdować zastosowanie Załącznik nr 1 do obowiązującego rozporządzenia, które traci moc, unikając tym samym sytuacji, w której powstałaby luka prawna w zakresie wymogów technicznych dotyczących urządzeń przyłączonych do sieci przed dniem wejścia w życie rozporządzenia.

#### § 61

Treść § 61 w sposób jasny i czytelny wskazuje, które obiekty zostaną objęte nowymi wymogami określonymi w załączniku nr 1 do rozporządzenia, a które nie. Jednocześnie przepis ten określa moment w czasie, od którego adresaci załącznika nr 1 obowiązani są stosować nowe wymogi. W ten sposób nie dojdzie do sytuacji, w której naruszona zostanie zasada ochrony praw nabytych, a właściciele obiektów będą musieli pilnie dostosować swoje obiekty do wymagań opisanych w przepisach rozporządzenia oraz załącznika nr 1. Aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych, opracowano jeden przepis precyzyjnie określający zakres podmiotowy załącznika nr 1.

#### § 62

W przepisach przejściowych zamieszczono zasadę utrzymania istniejących zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu.

§ 63

Przepisy o wejściu w życie przewidują standardowe 14-dniowe *vacatio legis* z Warto wskazać, że zastosowanie przepisów rozporządzenia w praktyce, rozumiane jako rzeczywiste wdrożenie procesów rynkowych zgodnych z modelem przewidzianym w etapie II reformy rynku bilansującego, nie jest możliwe bez dostosowania WDB oraz umów przesyłania – stąd opisany już przepis dostosowujący w § 53 oraz przepis przejściowy w dodanym ust. 5.

Załącznik nr 1

Wraz z kompleksową zmianą rozporządzenia systemowego celem dostosowania go do obowiązujących regulacji europejskich konieczna jest zmiana regulacji załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego. Załącznik techniczny zawiera wymagania techniczne określające warunki przyłączania do sieci, modułów wytwarzania energii, magazynów energii elektrycznej oraz odbiorców przyłączających się do sieci, w szczególności wymagania dotyczące elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Zmiany dokonane w załączniku technicznym, podobnie jak zmiany dokonane w rozporządzeniu systemowym są niezbędne, aby dostosować normy prawa krajowego w zakresie szeroko pojętej energetyki do norm wynikających z przepisów unijnych. Przepisy prawa krajowego nie powinny pozostawać w sprzeczności z aktami prawa UE, w tym w szczególności rozporządzeniami UE, a także powinny pełnić funkcję uzupełniającą w stosunku do aktów prawnych uchwalonych przez ustawodawcę europejskiego. Akty prawa UE nie ujednolicają bowiem całościowo kwestii z zakresu energetyki, lecz pozostawiają państwom członkowskim możliwość uzupełnienia norm wynikających z prawa unijnego tak, aby dostosować regulacje do specyfiki systemu elektroenergetycznego w danym państwie członkowskim.

Załącznik techniczny w obowiązującym brzmieniu nie uwzględnia zmian dokonanych w szczególności przez kodeksy przyłączeniowe (przywoływane już rozporządzenie 2016/631, rozporządzenie 2016/1388, a także rozporządzenie 2016/1447).

Kodeksy przyłączeniowe wprowadziły podział przyłączanych obiektów, tj. m.in. modułów wytwarzania energii, systemów dystrybucyjnych, instalacji odbiorczych, modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, na obiekty istniejące oraz nowe. Podział ten został wprowadzony w art. 4 ust. 1 i 2 kodeksów przyłączeniowych. Zgodnie z normami wynikającymi z podanych przepisów obiektem nowym jest:

- 1) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego decyzją organu regulacyjnego lub państwa członkowskiego został objęty wymogami kodeksów przyłączeniowych,
- 2) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego został zmodyfikowany w takim stopniu, że dotycząca ich umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu,
- 3) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego:
  - a) nie był przyłączony do sieci w dniu wejścia w życie kodeksów sieci, lub
  - b) właściciel zakładu wytwarzania energii, instalacji odbiorczej, OSD, modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej, instalacji odbiorczej, modułu parku energii z podłączeniem prądu

stałego w ciągu 2 lat od wejścia w życie kodeksów sieci i nie zawiadomił w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie kodeksów sieci właściwego operatora systemu o zawarciu takiej umowy.

W związku z wejściem w życie unijnych regulacji powstał dualizm źródeł prawa, ponieważ do obiektów nowych w rozumieniu kodeksów sieci należy stosować normy wynikające z kodeksów sieci oraz uzupełniająco normy prawa krajowego, natomiast do obiektów istniejących należy stosować dotychczas obowiązujące regulacje wynikające z prawa krajowego. W konsekwencji projektowane zmiany pozostawiają załącznik techniczny w obowiązującym brzmieniu. Adresatami norm z niego wynikających będą obiekty istniejące w rozumieniu kodeksów przyłączeniowych. Projektowane zmiany przewidują stworzenie załącznika technicznego do rozporządzenia systemowego, którego adresatami będą obiekty nowe w rozumieniu kodeksów przyłączeniowych. Nowy załącznik techniczny podobnie jak rozporządzenie systemowe będzie miał charakter subsydiarny w stosunku do regulacji unijnych i będzie zawierał normy techniczne, które nie zostały uregulowane w aktach prawa UE, a są niezbędne do prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego.

Wymagania dotyczące zabezpieczeń, w tym w szczególności elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej

Proponowane zmiany obejmują zarówno modyfikacje o charakterze merytorycznym, jak również o charakterze językowym. Z części dotyczącej zabezpieczeń usunięte zostały postanowienia odnoszące się do parametrów jakościowych energii, z uwagi na fakt, że te normy zostały przeniesione do części głównej rozporządzenia systemowego. Ponadto zmiany obejmują:

- 1) dodanie postanowienia wskazującego na właściwych operatorów systemów jako odpowiedzialnych za ustalenie czasów działania urządzeń i układów przez właściwych operatorów systemów, przez określenie ich w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy Prawo energetyczne (IRiESP lub IRiESD);
- 2) postanowienia, które do tej pory określały w sposób sztywny poziomy napięcie zostały zmienione na zakresy dopuszczalnych napięć;
- 3) wymagania podzielono według poziomów napięć, a nie tak jak do tej pory według grup przyłączeniowych,;
- 4) wskazano konkretne wymagania, które układy i urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (dalej: „układy i urządzenia EAZ”) powinny spełniać w przypadku wystąpienia zakłóceń, podczas gdy obowiązujące brzmienie określało jedynie oczekiwany zakres wymagań,
- 5) postanowienia załącznika technicznego dostosowano do współcześnie stosowanych układów i urządzeń EAZ, m.in. nakładając obowiązek stosowania układów i urządzeń EAZ z funkcjami ciągłej autodiagnostyki,;
- 6) wprowadzono dodatkowe wymagania zwiększające ochronę systemu elektroenergetycznego, m.in. przez wprowadzenie wymogu redundancji funkcji zabezpieczeń odcinkowych jako krytycznych dla ochrony linii najwyższych napięć;
- 7) podwyższono wymagania dla rozdzielni WN i NN przyelektrownianych lub sąsiadujących z nimi m.in. przez nałożenie obowiązku stosowania dwóch zespołów zabezpieczeń szyn zbiorczych.

### Wymagania techniczne dla systemów telekomunikacji i wymiany informacji

W zakresie systemów telekomunikacji i wymiany informacji dokonano zmian zarówno merytorycznych, jak również językowych. Ich założeniem było dostosowanie postanowień załącznika do istniejących na rynku technologii, ale również zwiększenie bezpieczeństwa teleinformatycznego. Zmiany obejmują:

- 1) rozszerzono katalog podmiotów, z którymi należy uzgadniać normy i wymagania jakościowe urzędów i kanałów telekomunikacyjnych niezbędnych do realizacji poszczególnych usług – uwzględniono nie tylko operatora systemu przesyłowego, ale również operatorów systemów dystrybucyjnych;
- 2) dostosowano postanowienie dotyczące certyfikacji do obowiązujących certyfikatów jakościowych przyznawanych urządzeniom i instalacjom w obiektach elektroenergetycznych;
- 3) rozszerzono zakres przedmiotowy wymagań bezpieczeństwa dla urządzeń, systemów teleinformatycznych oraz kanałów telekomunikacyjnych na wymagania poufności, dostępności oraz integralności danych wraz z ich autentycznością;
- 4) doprecyzowano wymagania w zakresie standardów i protokołów wymiany danych oraz dodano odniesienia do wymagań wprowadzonych w tym zakresie przez metody, warunki i metodologie (TCM – zob. wyżej uzasadnienie do § 13), czyli dokumenty opracowywane co do zasady przez operatorów systemów przesyłowych i zatwierdzane na podstawie przepisów rozporządzeń UE przez organy regulacyjne państw członkowskich UE,
- 5) wprowadzono postanowienie różnicujące wymagania w zakresie autonomii zasilania, w przypadku wystąpienia awarii sieci elektroenergetycznej, na 24h w stosunku do podmiotów wskazanych w planie odbudowy, opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196.

### Wymagania techniczne dotyczące modułów wytwarzania energii oraz magazynów energii

Zmiana regulacji prawnych w powyższym zakresie wynika z wejścia w życie rozporządzenia 2016/631 i dokumentów zatwierdzonych na jego podstawie, w szczególności Wymogów ogólnego stosowania, oraz rozporządzenia 2017/1485. Dodatkowo projektowane zmiany związane są z przekształceniami struktury wytwarzania polskiego sektora wytwarzania, tj. w szczególności dynamiczny rozwój źródeł fotowoltaicznych, których łączna moc zainstalowana według informacji ARE osiągnęła pod koniec sierpnia 2021 r. niemal 6 GW. Praca tych urządzeń znacząco wpływa na bezpieczeństwo i uwarunkowania pracy systemu elektroenergetycznego. Proponowane zmiany przewidują:

- 1) odstąpiono od opracowania w treści załącznika nr 1 przepisów nakładających wymagania dla modułów wytwarzania energii o mocy maksymalnej mniejszej niż 0,8 kW;
- 2) opracowano wymagania dla magazynów energii elektrycznej, przy czym wymagania te mają zastosowanie do magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci przez układy energoelektroniczne; w takim przypadku podstawowe cechy funkcjonalne magazynu energii elektrycznej wynikają z możliwości technicznych układów energoelektronicznych, które odseparowują magazyn energii od sieci elektroenergetycznej;

- a) w zakresie wymagań napięciowych dla magazynów przyłączonych do koordynowanej sieci równej 110 kV lub wyższej przyjęto standardy napięciowe dla modułów wytwarzania energii,
  - b) w zakresie wymagań dla układów regulacji napięcia i mocy biernej dla magazynów przyłączonych do koordynowanej sieci równej 110 kV lub wyższej, w związku ze zmianą struktury mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym niezbędne jest aktywne wykorzystanie potencjału mocy biernej do aktywnej regulacji napięcia w ramach układów skoordynowanej regulacji napięcia tzw. ARNE,
  - c) w zakresie wymagań dotyczących zwarć symetrycznych i niesymetrycznych dla magazynów przyłączonych do sieci średniego napięcia i wyższego, analogicznie jak dla modułu parku energii, wymóg ten określono odrębnie dla sieci średniego napięcia oraz koordynowanej sieci 110 kV i wyższego; wymaganie to jest szczególnie istotne, aby zapewnić stabilność napięciową systemu podczas zwarć w systemie;
- 3) w uzupełnieniu do rozporządzenia 2016/631 zdefiniowano standardowe wymagania techniczne w zakresie obrony systemu i odbudowy dla wszystkich modułów wytwarzania energii typu C i D oraz dla modułów wytwarzania energii typu B, dla których zostaną indywidualnie określone wymogi dostosowania tych modułów wytwarzania energii do udziału w obronie i odbudowie krajowego systemu elektroenergetycznego; treść pkt 6.3 1) lit. a ma na celu usunięcie wątpliwości interpretacyjnych; celem projektowanego przepisu nie jest nakładanie nowych obowiązków na moduły wytwarzania energii, a jedynie wykorzystanie na potrzeby pracy wyspowej zdolności technicznych opisanych w art. 15 ust. 5 lit. b rozporządzenia 2016/631; ponadto doprecyzowano wymóg określony w pkt 6.3 pkt 1 lit. g, wskazując, że wymóg dotyczy tylko tych typów modułów wytwarzania energii, które są obowiązane do posiadania zdolności pracy na potrzeby własne, zgodnie z obowiązkiem zawartym w art. 15 ust. 5 lit. c rozporządzenia 2016/631,
- 4) zdefiniowano wymagania dla systemów sterowania i monitorowania pracy dla modułów wytwarzania energii posiadających status JWCD, które niezależnie od planowanego otwarcia rynku usług bilansujących będą w dalszym ciągu zobligowane do posiadania zdolności i systemów niezbędnych do świadczenia tych usług, niezależnie od innych podmiotów, które nabędą prawo do ich świadczenia.

Zmianie uległ tytuł części II załącznika nr 1 do rozporządzenia w stosunku do obowiązującego rozporządzenia. Część II załącznika nr 1 zawiera wymagania uzupełniające przepisy rozporządzenia 2016/631. Nie uregulowano w niej dodatkowych wymagań uzupełniających rozporządzenie 2016/1388 ani rozporządzenie 2016/1447, dlatego też w nazwie części II załącznika nr 1 pozostawiono odwołanie do modułów wytwarzania energii, które są przedmiotem regulacji rozporządzenia 2016/631.

#### Załącznik nr 2

Załącznik nr 2 precyzyjnie wskazuje zakres informacji przekazywanej odbiorcom końcowym dotyczących struktury paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytworzenia energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku kalendarzowym oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytworzenia tej energii elektrycznej na środowisko.

Sprzedawca energii będzie obowiązany do precyzyjnego określenia, w jakim stopniu wykorzystano konkretny rodzaj technologii do wytworzenia energii elektrycznej, która jest następnie oferowana odbiorcom końcowym przez danego sprzedawcę.



Rozwiązanie to pozwoli na budowanie większej świadomości co do struktury rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce oraz udziału poszczególnych technologii w miksie energetycznym, a także umożliwi odbiorcom końcowym ewentualny wybór oferty, w której energia elektryczna będzie pochodziła z jednostek wytwórczych wykorzystujących preferowaną technologię wytwarzania.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

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

Projekt rozporządzenia nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej i nie wpływa na działalność mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców. Projekt zapewni zwiększoną możliwość udziału w rynku bilansującym ze wszystkimi wynikającymi z tego korzyściami.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

<p><b>Nazwa projektu</b> Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego</p> <p><b>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące</b> Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p><b>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu</b></p> <p><b>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</b></p>	<p><b>Data sporządzenia</b> ...</p> <p><b>Źródło</b> art. 9 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.)</p> <p><b>Nr w Wykazie prac</b> ...</p>
--	---

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

1. Wykonanie obowiązków Rzeczypospolitej Polskiej wynikających z prawa Unii Europejskiej:
  - a) zapewnienie skuteczności działania przepisów rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/2195”, oraz 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, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”, w szczególności w związku z obowiązywaniem Planu Wdrażania (dokument opracowany przez Ministerstwo Klimatu na podstawie art. 20 ww. rozporządzenia, wersja z dnia 14 maja 2020 r.),
  - b) zapewnienie skuteczności działania niektórych przepisów rozporządzenia 2019/943 oraz dyrektywy 2019/944,
  - c) wykonanie zobowiązań wynikających z decyzji Komisji Europejskiej nr SA.46100 z dnia 7 lutego 2018 r. w sprawie polskiego rynku mocy, zwanej dalej „decyzją KE ws. rynku mocy”,
  - d) poprawienie spójności prawnej i terminologicznej krajowych regulacji z unijnymi kodeksami sieci i wytycznymi – w zakresie rynku bilansującego z rozporządzeniem 2017/2195, w zakresie pozostałych zagadnień dotyczących funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – kodeksami przyłączeniowymi (rozporządzeniem 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 L 112 z 27.04.2016, str. 1, z późn. zm.), zwanym dalej „rozporządzeniem 2016/631”, rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 233 z 18.08.2016, str. 10), zwanym dalej „rozporządzeniem 2016/1388”, rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym 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), zwanym dalej „rozporządzeniem 2016/1447”, rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1, z późn. zm.), zwanym dalej „rozporządzeniem 2017/1485”, rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54, z późn. zm.), zwanym dalej „rozporządzeniem 2017/2196”.
2. Wprowadzenie rozwiązań wspierających efektywne (poprawne) działanie mechanizmów wynikających z wdrożenia regulacji europejskich; dalsze rozszerzenie rynkowych mechanizmów na kolejne podmioty działające w sektorze energii elektrycznej (odbiorcy, mniejsi wytwórcy – zwłaszcza wykorzystujący OZE, agregatorzy, posiadacze magazynów energii elektrycznej), zwiększenie możliwości udziału w świadczeniu usług na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zwanego dalej „OSP”.
3. Aktualizacja wymagań technicznych wobec instalacji, urządzeń i sieci przyłączanych w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego, a także wymagań dotyczących jakości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci w związku z coraz szerszym występowaniem urządzeń niepołączonych synchronicznie.

### 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

W ramach pkt 1 lit. a-c oraz pkt 2 (pkt 1 OSR) należy opracować przepisy wykonujące ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w sposób umożliwiający dokończenie procesu wdrożenia nowego modelu rynku energii elektrycznej w ramach II etapu reformy tego rynku określonego w Polskim Planie Wdrażania.

Właściwym narzędziem interwencji jest ustalenie najważniejszych, ogólnych zasad funkcjonowania rynku na poziomie aktu prawa powszechnie obowiązującego, przy jednoczesnym pozostawieniu odpowiedniej swobody ustanowienia szczegółowych technicznych zasad w dokumentach o charakterze regulaminów rynku – warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, oraz w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Wśród zagadnień regulowanych na poziomie rozporządzenia znajdują się m.in.: ogólne zasady pozyskiwania i rozliczania usług bilansujących, zasady wyznaczania cen wytwarzania i odbioru energii elektrycznej w przypadku rozliczeń związanych z usuwaniem ograniczeń sieciowych, zasady funkcjonowania mechanizmu rozliczeń z tytułu rezerwy operacyjnej, progi wejścia na rynek – przy czym rozporządzenie określa jedynie maksymalne progi, które mogą być złagodzone na poziomie regulacji szczegółowych.

W odniesieniu do zakresu z pkt 1 lit. d oraz pkt 3 (pkt 1 OSR) rekomendowanym rozwiązaniem jest nałożenie w rozporządzeniu wymagań technicznych, które powinny być spełnione przez instalacje, urządzenia i sieci przyłączane do krajowego systemu elektroenergetycznego, a w określonych przypadkach – umożliwienie operatorom i użytkownikom tego systemu określenie stosownych wymagań w instrukcjach, procedurach i umowach. W tym zakresie nowe rozporządzenie kontynuuje podejście regulacyjne stosowane wcześniej. Znaczny zakres zmian dotyczy siatki pojęciowej, którą dostosowuje się do aktów prawa UE wymienionych w pkt 1 OSR.

Oczekiwanym efektem zmian jest:

- 1) wypełnienie regulacji europejskich dotyczących zasad funkcjonowania rynku bilansującego;
- 2) zwiększenie konkurencyjności i efektywności działania rynku energii elektrycznej w Polsce, w szczególności jak najlepsze zbilansowanie systemu w wyniku transakcji rynkowych, oraz aktywizacja do szerszego udziału w bilansowaniu systemu ze strony podmiotów do tej pory działających pasywnie;
- 3) poprawa jakości funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym jakości energii elektrycznej, oraz zapewnienie większej odporności na awarie.

### 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Inne kraje UE, analogicznie jak Polska, umożliwiają stosowanie rozporządzenia 2019/943, rozporządzenia 2017/2195 i innych przepisów unijnych, poruszając się w ramach swoich krajowych specyfik, w tym na podstawie opracowanych przez siebie planów wdrażania, o których mowa w art. 20 rozporządzenia 2019/943. Dodatkowo, zobowiązane są do dostosowania obowiązujących przepisów do transponowanych przepisów dyrektywy 2019/944.

Na polską specyfikę rozwiązań wpływa zarządzanie pracą systemu elektroenergetycznego w modelu rynku z centralnym dysponowaniem, a proces wdrażania rozporządzeń 2019/943 i 2017/2195 uwzględnia specyfikę tego modelu. Co więcej nawet wśród krajów, w których stosuje się model centralnego dysponowania (Grecja, Irlandia, Polska, Włochy), lokalne uwarunkowania (np. stosowanie wielu obszarów rynkowych we Włoszech) czynią systemy elektroenergetyczne porównywalnymi jedynie w ograniczonym stopniu. Powoduje to, że nawet przy takiej samej ścieżce postępowania jak w innych krajach zakres i zawartość rozwiązania są nieporównywalne z przyjętymi w innych krajach, w związku z czym nie jest celowe szczegółowe rozważanie stosowanych przez nich rozwiązań.

### 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
odbiorcy energii elektrycznej	17, 934 mln	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2020 r.	<b>Pozytywne:</b> 1) otwarcie na zasady rozliczeń oparte na sygnałach rynkowych; 2) rozszerzenie oddziaływania mechanizmów rynkowych – możliwość udziału mniejszych podmiotów w świadczeniu usług bilansujących; 3) możliwość generowania dodatkowych przychodów związanych z rynkiem bilansującym lub ograniczenia kosztów; 4) w przypadku niektórych odbiorców – możliwość

			<p>skorzystania z układów SCO operatora systemu dystrybucyjnego.</p> <p><u>Negatywne:</u></p> <p>1) zwiększone ryzyko cenowe (wahania cen) przy wyborze rozliczeń opartych na sygnałach rynkowych krótkoterminowych;</p> <p>2) w przypadku odbiorców objętych planem obrony i odbudowy – konieczność wdrożenia środków określonych w planie obrony i odbudowy.</p>
operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)	183, w tym 5 OSD wydzielonych	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2020 r.	<p><u>Pozytywne:</u></p> <p>1) uwzględnienie roli OSD w procesie kwalifikacji zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej do świadczenia usług bilansujących; pozwoli to na uwzględnienie uwarunkowań pracy sieci dystrybucyjnej podczas przedmiotowej kwalifikacji, co powinno zapewnić bezpieczeństwo pracy tej sieci;</p> <p>2) możliwość agregacji zasobów aktywnie uczestniczących na zasadach pozwalających na zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej;</p> <p>3) w przypadku niektórych OSD – możliwość skorzystania z układów SCO innego operatora systemu dystrybucyjnego.</p> <p><u>Negatywne:</u></p> <p>1) konieczność wdrożenia procesów umożliwiających zasobom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej udział w rynku bilansującym (proces kwalifikacji, pomiary);</p> <p>2) zaostrzenie wymagań w zakresie czasu przerw określonej kategorii odbiorców.</p>
operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego	1	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	<p><u>Pozytywne:</u></p> <p>1) dostosowanie ram działalności do prawa UE – zmniejszenie ryzyka regulacyjnego związanego z funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej w Polsce;</p>

			<p>2) rozszerzenie oddziaływania mechanizmów rynkowych – możliwość pozyskiwania usług bilansujących od większej liczby podmiotów;  3) zwiększenie dostępu do potencjału dostępnych usług systemowych, w tym usług bilansujących;  4) ułatwienie zbilansowania systemu dzięki zachętom do zbilansowania po stronie uczestników rynku oraz utrzymywania dodatkowych szybkich rezerw mocy (zgłaszanie programów pracy, mechanizm wyceny niedoboru rezerw mocy);  5) możliwość agregacji zasobów aktywnie uczestniczących na zasadach pozwalających na zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej.</p> <p><u>Neutralne:</u>  1) dodatkowe obowiązki związane z dopuszczeniem do rynku większej liczby podmiotów i ich obsługa;  2) nowe obowiązki publikacyjne.</p>
przedsiębiorstwa obrotu posiadające koncesję	426	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2020 r.	<p><u>Pozytywne:</u>  1) możliwość ograniczenia kosztów funkcjonowania na rynku bilansującym;  2) potencjalnie większa baza klientów dla przedsiębiorców posiadających jednostki grafikowe na rynku bilansującym;  3) rozwój roli dostawcy usług bilansujących, który jednocześnie nie pełni roli podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (np. niezależnych agregatorów).</p> <p><u>Negatywne:</u>  1) możliwa większa konkurencja na rynku.</p>
wytwórcy energii elektrycznej nieposiadający koncesji i prosumenci	nie dotyczy	nie dotyczy	<p><u>Pozytywne:</u>  1) dodatkowe, rynkowe impulsy do rozwoju;  2) szersza niż dotąd możliwość świadczenia usług</p>

			bilansujących oraz rynkowe mechanizmy pozyskiwania tych usług.
wytwórcy energii elektrycznej posiadający koncesję	1556	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2020 r.	<p><u>Pozytywne:</u></p> <p>1) dostosowanie ram działalności do prawa UE;</p> <p>2) rozszerzenie oddziaływania mechanizmów rynkowych – możliwość udziału mniejszych podmiotów w świadczeniu usług bilansujących oraz rynkowe mechanizmy pozyskiwania tych usług;</p> <p>3) możliwość bezpośredniego uwzględnienia w procesach rynku bilansującego grafików pracy wytwórców (zgłoszenia programów pracy);</p> <p>4) możliwość generowania dodatkowych przychodów z rynku bilansującego lub obniżenia kosztów;</p> <p>5) zmiana wyznaczania niektórych cen na korzystniejsze dla wytwórców;</p> <p>6) wprowadzenie rozłącznego rozliczania energii bilansującej również w zakresie jednostek grafikowych należących do tego samego zakładu wytwarzania energii (elektrowni).</p> <p><u>Negatywne:</u></p> <p>1) konieczność dostosowania się do zmian na rynku bilansującym;</p> <p>2) większa konkurencja na rynku.</p>

#### 5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt zostanie przekazany do pre-konsultacji z organizacjami branżowymi skupiającymi w swoich strukturach znaczną ilość podmiotów, na których działalność tekst projektu rozporządzenia będzie wywierał wpływ, spółkami, które wyraziły zainteresowanie wzięciem udziału w pre-konsultacjach, oraz Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Do pre-konsultacji zostaną zaproszone:

- 1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki;
- 2) Towarowa Giełda Energii S.A.;
- 3) Polska Izba Magazynów Energii (PIME);
- 4) Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej;
- 5) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE);
- 6) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW);
- 7) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE);
- 8) PGE Energia Odnawialna S.A.;
- 9) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów

(M.P. z 2022 r. poz. 348), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (... dni) do następujących podmiotów:

- 1) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
- 2) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
- 3) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
- 4) Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE);
- 5) Stowarzyszenie Elektryków Polskich;
- 6) Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego;
- 7) Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEiT);
- 8) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
- 9) Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.;
- 10) Krajowa Izba Gospodarcza;
- 11) Instytut Ekonomii Środowiska;
- 12) Fundacja - Instytut na rzecz Ekorozwoju;
- 13) Client Earth Prawnicy dla Ziemi;
- 14) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE);
- 15) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE);
- 16) Polska Izba Magazynów Energii (PIME);
- 17) Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (... dni) następującym podmiotom:

- 1) Młodzieżowa Rada Klimatyczna;
- 2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy zadań związków zawodowych, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe, projekt zostanie przekazany (... dni) do następujących reprezentatywnych związków zawodowych:

- 1) Niezależny Samorządny Związek Zawodowy „Solidarność”;
- 2) Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych;
- 3) Forum Związków Zawodowych.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców, projekt zostanie przekazany (... dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

- 1) Pracodawcy RP;
- 2) Konfederacja Lewiatan;
- 3) Związek Rzemiosła Polskiego;
- 4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
- 5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
- 6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego zostanie wysłany do zaopiniowania przez Rady Dialogu Społecznego.

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

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych													
(ceny stałe z 2021 r.)		Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
<b>Dochody ogółem</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wydatki ogółem</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST		0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Saldo ogółem</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Źródła finansowania													
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Mechanizm nie wymaga dodatkowych środków w sektorze finansów publicznych. Rozporządzenie nie rodzi żadnych nowych skutków dla sektora finansów publicznych ani po stronie dochodowej, ani wydatkowej.											
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe													
		Skutki											
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)					
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z 2021 r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0	0				
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0	0				
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0	0				
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projektowane przepisy nie wprowadzają dodatkowych mechanizmów, których koszt funkcjonowania będzie musiał zostać bezpośrednio przeniesiony na odbiorców końcowych. Ceny na rynku bilansującym i koszty uczestników związane z udziałem w tym rynku zależą od strategii działania uczestników rynku, cen, po jakich jest oferowana energia, moce bilansujące, oraz ogólnej sytuacji rynkowej na połączonych rykach energii elektrycznej.  Ponadto ceny na rynku bilansującym nie wpływają bezpośrednio, w sposób dający się skalkulować ex ante, na ceny dla odbiorców końcowych.  Zwiększona możliwość udziału w rynku bilansującym ze wszystkimi wynikającymi z tego korzyściami, dostosowanie regulacji sektorowej do ram prawnych UE.											
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projektowane przepisy nie wprowadzają dodatkowych mechanizmów, których koszt funkcjonowania będzie musiał zostać bezpośrednio przeniesiony na odbiorców końcowych. Ceny na rynku bilansującym i koszty uczestników związane z udziałem w tym rynku zależą od strategii działania											



		uczestników rynku, cen, po jakich jest oferowana energia, moce bilansujące, oraz ogólnej sytuacji rynkowej na połączonych rykach energii elektrycznej.  Ponadto ceny na rynku bilansującym nie wpływają bezpośrednio, w sposób dający się skalkulować ex ante, na ceny dla odbiorców końcowych.  Zwiększona możliwość udziału w rynku bilansującym ze wszystkimi wynikającymi z tego korzyściami, dostosowanie regulacji sektorowej do ram prawnych UE.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Neutralny – reforma nie pociąga za sobą bezpośrednich dodatkowych kosztów przenoszonych w taryfach.
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Neutralny – reforma nie pociąga za sobą bezpośrednich dodatkowych kosztów przenoszonych w taryfach.

Niemierzalne

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projekt jest zgodny z przepisami ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221, z późn. zm.).
	Projekt nie rozbudowuje zakresu obowiązków dla mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw.

### 8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

<input type="checkbox"/> nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegółowo w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input checked="" type="checkbox"/> inne: obniżenie progu wejścia na rynek bilansujący	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input checked="" type="checkbox"/> inne: ... - nowe wymagania dot. jakości energii elektrycznej dla modułów wytwarzania energii - nowe obowiązki publikacyjne OSP
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy (praktyka sektora elektroenergetycznego opiera się co do zasady na elektronicznej wymianie danych)

Komentarz:

### 9. Wpływ na rynek pracy

Pozytywny – zmiana modelu rynku umożliwi rozwój rynku usług energetycznych oraz zastosowanie nowych modeli biznesowych przez podmioty, które dotąd mogły pobierać lub wprowadzać energię do sieci jedynie w sposób pasywny. Możliwość osiągnięcia dodatkowych przychodów z rynku bilansującego może prowadzić do tworzenia nowych miejsc pracy w przedsiębiorstwach dotychczas niewystępujących na tym rynku lub w przedsiębiorstwach świadczących zlecone usługi zewnętrzne związane z obsługą działalności na rynku bilansującym. Możliwy jest także wzrost zapotrzebowania na usługi z sektora informatycznego związane z wysoką informatyzacją wdrażanego rozwiązania.

### 10. Wpływ na pozostałe obszary

<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input checked="" type="checkbox"/> inne: energia elektryczna	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe <input type="checkbox"/> sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	Możliwe zwiększenie obrotów i wymiany energii elektrycznej między przedsiębiorstwami energetycznymi. Dodatkowe impulsy do rozwoju energetyki rozproszonej i jej aktywizacji na rynku.	

	Projektowana regulacja nie wpłynie na sytuację społeczną rodziny, a także osób niepełnosprawnych oraz osób starszych.
<b>11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego</b>	
Projektowane rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia jego ogłoszenia. Wykonanie aktu prawnego będzie polegało na: <ol style="list-style-type: none"><li>1) opracowaniu przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożeniu Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia warunków dotyczących bilansowania spełniających wymogi rozporządzenia – najpóźniej 3 miesiące od dnia wejścia w życie rozporządzenia;</li><li>2) po uzyskaniu decyzji zatwierdzającej warunki dotyczące bilansowania – opracowaniu i przedłożeniu Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – najpóźniej 3 miesiące od uprawomocnienia się ww. decyzji;</li><li>3) dostosowaniu przez operatorów systemów elektroenergetycznych i użytkowników systemu zawartych umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej oraz, w zakresie wymaganym do świadczenia usług bilansujących, umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej – w terminie zapewniającym obowiązywanie zmian umów na dzień wejścia w życie odpowiednio warunków bilansowania oraz instrukcji.</li></ol>	
<b>12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?</b>	
Miernikiem będą opracowane przez OSP, a następnie zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Warunki dotyczące bilansowania (WDB) oraz instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej umożliwiające wdrożenie mechanizmów wynikających z WDB.	
<b>13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)</b>	
Brak.	

## **ROZPORZĄDZENIE**

### **RADY MINISTRÓW**

z dnia

#### **w sprawie opłaty koncesyjnej**

Na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

- 1) szczegółowy zakres informacji w sprawie opłaty, o której mowa w art. 34 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „opłatą koncesyjną”, której może żądać Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”, oraz sposób jej przekazania;
- 2) sposób pobierania przez Prezesa URE opłaty koncesyjnej, w tym termin jej zapłaty;
- 3) współczynniki opłaty koncesyjnej dla poszczególnych rodzajów działalności koncesjonowanej;
- 4) współczynnik, o którym mowa w art. 34 ust. 2a pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dla morskich farm wiatrowych;
- 5) wzór formularza w sprawie opłaty koncesyjnej.

**§ 2. 1.** Informacja w sprawie opłaty koncesyjnej, której może żądać Prezes URE, obejmuje informacje o:

- 1) zawartych w danym okresie transakcjach dotyczących sprzedaży towarów lub usług w zakresie działalności przedsiębiorstwa energetycznego objętej koncesją, w tym w ujęciu analitycznym oraz zbiorczym, lub
- 2) podstawie prawnej i zakresie zwolnienia z obowiązku wnoszenia opłaty koncesyjnej.

2. Informacje, o których mowa w ust. 1, przekazuje się w formie pisemnej w postaci papierowej na adres siedziby Urzędu Regulacji Energetyki lub w postaci elektronicznej, opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, na elektroniczną skrzynkę podawczą Prezesa URE.

§ 3. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne oblicza wysokość opłaty koncesyjnej dla każdego rodzaju działalności objętej koncesją i w terminie określonym w § 4 przedkłada Prezesowi URE informacje dotyczące obliczenia opłaty koncesyjnej oraz jej wysokości na formularzu w sprawie opłaty koncesyjnej, którego wzór stanowi załącznik nr 1 do rozporządzenia. Przepis § 2 ust. 2 stosuje się odpowiednio.

2. Współczynniki opłaty koncesyjnej dla poszczególnych rodzajów działalności koncesjonowanej określa tabela współczynników opłaty koncesyjnej, która stanowi część A załącznika nr 2 do rozporządzenia.

3. Współczynnik, o którym mowa w art. 34 ust. 2a pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dla morskich farm wiatrowych określa część B załącznika nr 2 do rozporządzenia.

§ 4. Opłatę koncesyjną wnosi się na rachunek bankowy Urzędu Regulacji Energetyki, oddzielnie dla każdego rodzaju działalności objętej koncesją, w terminie do dnia 15 kwietnia roku następującego po roku powstania obowiązku wniesienia opłaty.

§ 5. Prezes URE:

- 1) wzywa przedsiębiorstwo energetyczne, w przypadku gdy:
  - a) w terminie określonym w § 4 opłata koncesyjna nie została obliczona i wniesiona – do obliczenia i wniesienia opłaty koncesyjnej,
  - b) opłata koncesyjna została obliczona w sposób nieprawidłowy – do ponownego obliczenia opłaty koncesyjnej i wniesienia jej w prawidłowej wysokości – w terminie 14 dni od dnia otrzymania tego wezwania;
- 2) niezwłocznie dokonuje obliczenia wysokości opłaty koncesyjnej i wzywa przedsiębiorstwo energetyczne do jej wniesienia w prawidłowej wysokości, w terminie 14 dni od dnia otrzymania tego wezwania, w przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie dokonało prawidłowego obliczenia wysokości opłaty koncesyjnej i jej wniesienia, zgodnie z wezwaniem, o którym mowa w pkt 1.

§ 6. Traci moc rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 12 października 2021 r. w sprawie opłaty koncesyjnej (Dz. U. poz. 1938).

§ 7. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**PREZES RADY MINISTRÓW**

WZÓR

## FORMULARZ W SPRAWIE OPŁATY KONCESYJNEJ

Podstawa prawna: Składający: Termin składania: Otrzymuje:	art. 34 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu została udzielona koncesja. Do 15 kwietnia roku następującego po roku powstania obowiązku wnieśnienia opłaty. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.
--	--

### DANE IDENTYFIKACYJNE KONCESJONARIUSZA

Nazwa koncesjonariusza

NIP:

*Formularz należy wypełnić oddzielnie dla każdej posiadanej koncesji*

Data wydania  
koncesji:

Numer  
koncesji:

Rodzaj działalności  
objętej koncesją:

### ROZLICZENIE PRZYCHODU OSIĄGNIĘTEGO W ROKU .....

- |  |                      |     |
|--|----------------------|-----|
| 1. <b>Przychody z działalności objętej koncesją osiągnięte w roku .....</b><br><b>(w pełnych złotych)</b>  | <input type="text"/> | PLN |
| 2. Współczynnik należnej opłaty ( <b>0,0003</b> lub <b>0,0005</b> lub zw - w przypadku zwolnienia)   | <input type="text"/> |     |
| 3. Kwota opłaty wynikająca z wyliczenia (poz. 1 x poz. 2)  | <input type="text"/> | PLN |
| 4. Opłata należna <i>(w pełnych złotych, nie może być mniejsza niż 1000 zł oraz większa niż 2 500 000 zł. W przypadku zwolnienia opłata wynosi 0 zł)</i> | <input type="text"/> | PLN |

### ROZLICZENIE MOCY ZAINSTALOWANEJ ELEKTRYCZNEJ MORSKIEJ FARMY WIATROWEJ W ROKU.....

- |  |                      |
|--|----------------------|
| 5. <b>Moc zainstalowana elektryczna morskiej farmy wiatrowej</b><br><b>(wyrażona w MW)</b> | <input type="text"/> |
|--|----------------------|

- |     |   |                      |     |
|-----|---|----------------------|-----|
| 6.  | Współczynnik należnej opłaty (23 000 zł)  | <input type="text"/> | PLN |
| 7.  | Kwota opłaty wynikająca z wyliczenia (poz. 5 x poz. 6)  | <input type="text"/> | PLN |
| 8.  | Liczba dni w danym roku kalendarzowym poprzedzających dzień udzielenia koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej oraz/lub liczba dni w danym roku kalendarzowym następujących po dniu cofnięcia lub wygaśnięcia koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej | <input type="text"/> |     |
| 9.  | Kwota opłaty wynikająca z wyliczenia (poz. 7 pomniejszona zgodnie z art. 34 ust. 2b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne)   | <input type="text"/> | PLN |
| 10. | RAZEM - Opłata należna (w pełnych złotych) (poz. 4 + poz. 9)  | <input type="text"/> | PLN |

### OPŁATA KONCESYJNA Z ODSETKAMI

- |     |  |                      |     |
|-----|--|----------------------|-----|
| 11. | Kwota odsetek za zwłokę (odsetki od zaległości podatkowych w zaokrągleniu do pełnych złotych)        | <input type="text"/> | PLN |
| 12. | <b>RAZEM do zapłaty</b> (poz. 4 + poz. 11, a w przypadku morskich farm wiatrowych poz. 10 + poz. 11) | <input type="text"/> | PLN |

13. Inne informacje istotne w sprawie\*:

\_\_\_\_\_

Sporządził: \_\_\_\_\_ Tel.: \_\_\_\_\_ e-mail: \_\_\_\_\_  
(imię i nazwisko) (adres e-mail)

\_\_\_\_\_, dnia \_\_\_\_\_  
(miejscowość) (data)

**Pouczenie:**

W przypadku niewpłacenia w terminie do dnia 15 kwietnia roku następującego po roku powstania obowiązku wnieśnienia opłaty koncesyjnej, kwoty opłaty lub wpłacenia jej w niepełnej wysokości, niniejszy formularz stanowi podstawę do wystawienia tytułu wykonawczego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 479, z późn. zm.)

(Podpis osoby uprawnionej do reprezentowania koncesjonariusza)

\* w tym, w przypadku zwolnienia z opłaty, należy wskazać podstawę prawną zwolnienia



**WSPÓLCZYNNIKI DO WYLICZENIA OPŁATY KONCESYJNEJ**

**Część A**

**Tabela współczynników opłaty koncesyjnej**

<b>LP.</b>	<b>RODZAJ DZIAŁALNOŚCI OBJĘTEJ KONCESJĄ</b>	<b>WSPÓLCZYNNIK</b>
1	Wytwarzanie ciepła	<b>0,0005</b>
2	Przesyłanie lub dystrybucja ciepła	
3	Obrót ciepłem	
4	Wytwarzanie energii elektrycznej	
5	Magazynowanie energii elektrycznej	
6	Przesyłanie energii elektrycznej	
7	Dystrybucja energii elektrycznej	
8	Obrót energią elektryczną	
9	Magazynowanie paliw gazowych	
10	Przesyłanie paliw gazowych	
11	Dystrybucja paliw gazowych	
12	Obrót paliwami gazowymi	
13	Obrót gazem ziemnym z zagranicą	
14	Skraplanie i regazyfikacja gazu ziemnego	
15	Wytwarzanie paliw ciekłych	<b>0,0003</b>
16	Magazynowanie lub przeladunek paliw ciekłych	
17	Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych	
18	Obrót paliwami ciekłymi	

19	Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą
20	Przesyłanie dwutlenku węgla

**Część B**

**Współczynnik, o którym mowa w art. 34 ust. 2a pkt 2  
ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne**

<b>WSPÓŁCZYNNIK</b>
<b>23 000 zł</b>

## UZASADNIENIE

### 1. Uzasadnienie ogólne

Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie opłaty koncesyjnej stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 34 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”.

Projektowane rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 12 października 2021 r. w sprawie opłaty koncesyjnej (Dz. U. poz. 1938).

Projektowane rozporządzenie po pierwsze, określa współczynnik do wyliczenia opłaty koncesyjnej wnoszonej przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Regulacja ta stanowi konsekwencję rozwiązań ustawowych, zgodnie z którymi na opłatę koncesyjną, w przypadku wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, składa się opłata za wytwarzanie energii elektrycznej (do wyliczenia której zastosowanie ma współczynnik z załącznika nr 2 część A) oraz opłata wynikająca z zastosowania współczynnika do wyliczenia opłaty koncesyjnej wnoszonej przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej (załącznik nr 2 część B).

Należy podkreślić, że maksymalna wysokość ww. współczynnika została określona w art. 34 ust. 3a ustawy. Wysokość współczynnika określona w projektowanym rozporządzeniu jest odpowiednia zarówno biorąc pod uwagę optymalizację obciążeń dla rozwijającej się branży offshore, jak i kwestię równego traktowania wszystkich podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

Cechą opłaty koncesyjnej, jak każdej opłaty, jest jej ekwiwalentność. W realizowanym upoważnieniu ustawowym szczególny nacisk położono na zbadanie adekwatności i ekwiwalentności opłaty pobieranej od wytwórców energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, gdyż w wytycznych wprost wskazano, że w stosunku do tych podmiotów, przy określeniu wysokości współczynnika, który ma bezpośrednie przełożenie na wysokość opłaty, należy uwzględnić koszty regulacji. Kosztami regulacji w tym zakresie – a więc niejako świadczeniem administracyjnym od podmiotów prawa publicznego, za które pobierana jest

opłata, są koszty, jakie poniosą liczne organy administracji publicznej, wydając pozwolenia i decyzje dla inwestycji o zupełnie nowym charakterze, zlokalizowanej w polskich obszarach morskich. Dotyczy to przede wszystkim kosztów ponoszonych przez, m.in. Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska, Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska, dyrektorów Urzędów Morskich, ale również Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, na którego nałożono ustawą z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych nowe obowiązki związane przede wszystkim z uruchomieniem systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych.

Należy podkreślić, że wskazane koszty regulacji zostały zidentyfikowane i przedstawione w uzasadnieniu na etapie prac nad ww. ustawą z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, która wprowadziła do art. 34 ust. 6 ustawy szczególne zasady ustalania opłaty koncesyjnej dla wytwórców energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Zgodnie z zasadami poprawnej legislacji, maksymalna wysokość współczynnika, o którym mowa w art. 34 ust. 2a pkt 2 ustawy, dla morskich farm wiatrowych została określona w ustawie, gdyż, jak wskazano wyżej, jest od niego zależna maksymalna wysokość świadczenia. W projekcie rozporządzenia natomiast, w ramach ustawowego limitu, określono ostateczną wysokość tego współczynnika. Podjęto decyzję, że obecnie wysokość współczynnika należy ustalić jako maksymalną dopuszczalną przez ustawę. Biorąc pod uwagę w szczególności koszty wskazane w OSR ustawy oraz fakt, że na obecnym etapie rozwoju morskich farm wiatrowych wszystkie organy przechodzą związane z nimi procesy po raz pierwszy, co dodatkowo zwiększa niezbędny nakład sił i środków, jak również fakt, że realizacja morskich farm wiatrowych będzie mieć wpływ także na, m.in. bezpieczeństwo militarne państwa na Morzu Bałtyckim czy też na środowisko, tj. na obszary, w których niezmiernie trudno jest wyliczyć faktyczny, szczegółowy koszt wpływu, stwierdzono, że współczynnik w proponowanej w projekcie wysokości pozwoli na pobranie opłaty koncesyjnej w wysokości właściwej i adekwatnej.

Należy również pamiętać, że wysokość współczynników wykorzystywanych do ustalania opłaty koncesyjnej określa się w rozporządzeniu, co zapewnia większą elastyczność i możliwość reakcji i dokonania zmian, w przypadku stwierdzenia zmian sytuacji uzasadniających modyfikację wysokości tej opłaty.

Projekt rozporządzenia uwzględnia magazynowanie energii elektrycznej w systemach wsparcia OZE, kogeneracji, przy naliczaniu opłaty mocowej, a także w wyliczaniu stawki podatku akcyzowego, jak również wyłącza magazynowanie energii elektrycznej z konieczności

przedkładania taryf do zatwierdzenia. W związku z powyższym, niezbędne stało się określenie w rozporządzeniu współczynnika koniecznego do obliczenia opłaty koncesyjnej również od magazynów energii. W związku z tym, w załączniku nr 2 do rozporządzenia, w części A, dodaje się magazynowanie energii elektrycznej do rodzajów prowadzonej działalności, ustalając współczynnik dla magazynowania energii na poziomie 0,0005. Taki sposób określenia współczynnika wynika z faktu, iż współczynniki pozostałych rodzajów działalności koncesjonowanej związanych z energią elektryczną, takich jak wskazane wyżej wytwarzanie energii elektrycznej, jej przesyłanie czy dystrybucja, również wynoszą 0,0005. W związku z powyższym, określenie współczynnika na wskazanym poziomie pozwoli na zachowanie spójnego środowiska prawnego w opisywanym zakresie.

Należy podkreślić, że przedsiębiorca uzyskujący i posiadający koncesję jest zobowiązany do ponoszenia opłaty koncesyjnej. Nieuiszczenie takiej opłaty naruszałoby interes gospodarczy państwa. Opłata koncesyjna jest bowiem ekwiwalentem związanym z uzyskaniem przywileju od państwa, jakim jest możliwość prowadzenia określonego rodzaju działalności gospodarczej.

## **2. Uzasadnienie szczegółowe**

§ 1 projektu określa zakres przedmiotowy rozporządzenia.

§ 2 projektu określa szczegółowy zakres informacji dotyczącej podstaw oraz prawidłowości obliczania opłaty koncesyjnej, której może żądać Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”, od przedsiębiorstw energetycznych, w tym od przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, jak również sposób jej przekazywania.

Zgodnie z § 2 projektowanego rozporządzenia, Prezes URE może żądać od prowadzących działalność objętą koncesją informacji o transakcjach dotyczących sprzedaży towarów lub usług w zakresie działalności przedsiębiorstwa energetycznego objętej koncesją, przy czym informacje te mogą być przedstawiane w ujęciu analitycznym oraz zbiorczym. Prezes URE może żądać również informacji o podstawie prawnej i zakresie zwolnienia z obowiązku wnoszenia opłaty koncesyjnej. Prowadzący działalność objętą koncesją może przesłać ww. informacje do wiadomości Prezesa URE w postaci papierowej lub elektronicznej. W przypadku wyboru drogi elektronicznej dokumenty należy opatrzyć kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym i przekazać na

elektroniczną skrzynkę podawczą Prezesa URE.

§ 3–5 projektu regulują sposób pobierania przez Prezesa URE opłaty koncesyjnej, w tym termin jej zapłaty. Należy podkreślić, że przepisy te, podobnie jak ww. § 2, są tożsame z przepisami obowiązującego dotychczas rozporządzenia, zaś ich zakres podmiotowy obejmuje również przedsiębiorstwa wytwarzające energię w morskich farmach wiatrowych oraz prowadzące działalność w zakresie magazynowania energii elektrycznej. Podmioty te mieszczą się bowiem w zakresie przedmiotowym pojęcia „przedsiębiorstwo energetyczne”.

W § 3 określono, że proces poboru opłaty koncesyjnej rozpoczyna się od jej obliczenia przez płatnika oraz że sposób dokonania tych obliczeń oraz sama wysokość opłaty muszą być wskazane w formularzu sporządzonym według wzoru stanowiącego załącznik nr 1 do rozporządzenia.

W § 4 określono, że opłatę koncesyjną należy wnieść na rachunek bankowy Urzędu Regulacji Energetyki oraz że opłata ta powinna być wniesiona oddzielnie dla każdego rodzaju działalności objętej koncesją. Zakreślono także termin dla wniesienia ww. opłaty.

W § 5 rozporządzenia określono sposób działania Prezesa URE w przypadku stwierdzenia, w oparciu o analizę formularza opłaty oraz dokumentów i danych uzyskanych na podstawie § 2 rozporządzenia, że opłata została obliczona w sposób nieprawidłowy. W takiej sytuacji przedsiębiorstwo energetyczne zostaje wezwane do ponownego obliczenia opłaty w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania. W przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie dokonało prawidłowego obliczenia wysokości opłaty koncesyjnej i jej wniesienia zgodnie z wezwaniem, Prezes URE dokonuje niezwłocznego obliczenia tej opłaty.

W § 7 rozporządzenia określono termin jego wejścia w życie. Planuje się, że rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Załącznik nr 1 określa wzór formularza opłaty wnoszonej przez przedsiębiorstwo energetyczne. Należy wyjaśnić, że w projektowanym rozporządzeniu wzór formularza został zmieniony w stosunku do obowiązującego wyłącznie w takim zakresie, w jakim jest to niezbędne w celu uwzględnienia w nim odrębnego sposobu obliczania opłaty koncesyjnej od morskich farm wiatrowych.

W związku z tym, część formularza (część dotycząca danych identyfikujących koncesjonariusza, część pt. „Rozliczenie przychodu osiągniętego w roku..”, część pt. „Opłata koncesyjna z odsetkami” oraz poz. 13 formularza) są stosowane w przypadku opłaty za każdy rodzaj działalności koncesjonowanej. Natomiast poz. 5–10 formularza, zawarte w części

pt. „Rozliczenie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej w roku...” są wypełniane wyłącznie w przypadku prowadzenia tego rodzaju działalności.

Pozycje te zostały zamieszczone w tym miejscu w formularzu, bowiem, zgodnie z art. 34 ustawy, do obliczenia pełnej wysokości opłaty koncesyjnej w takim przypadku niezbędne jest zsumowanie kwoty obliczonej według poz. 1–4, jak i kwoty obliczonej według poz. 5–9. Kolejne pozycje wzoru formularza zostały zatem ułożone chronologicznie, według kolejności działań wykonywanych przy obliczaniu opłaty koncesyjnej. Dotyczy to również przypadku obliczenia opłaty koncesyjnej w sytuacji pozostawania w zwłoce – wówczas do jej obliczenia niezbędne będą kwoty obliczone i wskazane w poz. 4 i poz. 9.

Załącznik nr 2 określa współczynniki opłaty koncesyjnej. Część A została uzupełniona o pozycję numer 5 – magazynowanie energii elektrycznej i o współczynnik 0,0005, natomiast część B dotyczy współczynnika do wyliczenia opłaty koncesyjnej wnoszonej przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, który wynosi 23 000 zł.

### **Pozostałe informacje**

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro-, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

Projekt rozporządzenia nie podlega notyfikacji zgodnie z przepisami rozporządzenia 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).

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p><b>Nazwa projektu</b> Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie opłaty koncesyjnej</p> <p><b>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące</b> Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p><b>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu</b></p> <p><b>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu:</b></p>	<p><b>Data sporządzenia</b> ....</p> <p><b>Źródło</b> Art. 34 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.)</p> <p><b>Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów</b></p>
---	--

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie opłaty koncesyjnej, zwany dalej „projektem”, stanowi wykonanie delegacji ustawowej zawartej w art. 34 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, w związku z wejściem w życie ustawy z dnia ... o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. ...).

Magazynowanie energii elektrycznej jest nowym rodzajem działalności objętej opłatą koncesyjną. Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.) stworzyła ramy prawne dla rozwoju magazynów energii elektrycznej w Polsce, m.in. znosząc istniejące bariery w tym zakresie, takie jak podwójne naliczanie opłat sieciowych. Dodatkowo uwzględniono magazynowanie energii elektrycznej w systemach wsparcia OZE, kogeneracji, przy naliczaniu opłaty mocy, a także w wyliczaniu stawki podatku akcyzowego, jak również wyłączono magazynowanie energii elektrycznej z konieczności przedkładania taryf do zatwierdzenia. Korzystniejsze środowisko prawne związane z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie magazynowania energii elektrycznej w porównaniu z wytwarzaniem tej energii może skłonić zarządców elektrowni szczytowo – pompowych (traktowanych obecnie jak wytwórcy energii elektrycznej) do ubiegania się o uzyskanie statusu magazynów energii elektrycznej. Taką podstawę daje art. 15 ww. ustawy, zgodnie z którym podmiot prowadzący w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW może po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy prowadzić tę działalność, pod warunkiem złożenia wniosku o udzielenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, koncesji na magazynowanie energii elektrycznej, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy. W związku z tym zaistniała potrzeba określenia współczynnika do obliczenia opłaty koncesyjnej dla działalności polegającej na magazynowaniu energii elektrycznej.

Warto podkreślić, że obowiązek wnoszenia opłaty koncesyjnej do Prezesa URE obejmuje przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, zwanej dalej „ustawą offshore”. Ustawa offshore wprowadziła jedynie zmiany do ustawy, zgodnie z którymi opłata koncesyjna dla takiego wytwórcy została uzupełniona o dodatkowy składnik.

### 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

W § 1 projektu określony został zakres przedmiotowy rozporządzenia. § 2 projektu określa szczegółowy zakres informacji dotyczących podstaw oraz prawidłowości obliczenia opłaty koncesyjnej, których może żądać Prezes URE, od przedsiębiorstw energetycznych, w tym od przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, jak również sposób ich przekazywania. § 3–5 projektu regulują sposób pobierania przez Prezesa URE opłaty koncesyjnej, w tym termin jej zapłaty. W § 7 rozporządzenia określono termin jego wejścia w życie. Załącznik nr 1 określa wzór formularza opłaty, wnoszonej przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Załącznik nr 1 określa wzór formularza opłaty wnoszonej przez przedsiębiorstwo energetyczne. Załącznik nr 2 określa współczynniki opłaty koncesyjnej.

Współczynnik opłaty koncesyjnej dla magazynowania energii elektrycznej, proponuje się ustalić na takim samym poziomie jak dla wytwarzania tej energii, przesyłania lub dystrybucji, czyli na poziomie 0,0005. W związku z powyższym, określenie współczynnika na wskazanym poziomie pozwoli na zachowanie spójnego środowiska prawnego w opisywanym zakresie.

Ponadto w załączniku nr 2 ustalono współczynnik do obliczenia opłaty koncesyjnej dla działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Współczynnik ten został określony na poziomie 23 000 zł, czyli maksymalnym dozwolonym przez ustawę. Zgodnie z art. 34 ust. 2a ustawy, przedsiębiorstwo



energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie offshore, wnosi opłatę koncesyjną będącą sumą opłaty koncesyjnej dla wytwarzania energii elektrycznej oraz kwoty stanowiącej iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej w MW, wynikającej z koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, oraz ww. współczynnika.

Należy również pamiętać, że wysokość współczynników wykorzystywanych do ustalania opłaty koncesyjnej określa się w rozporządzeniu, co zapewnia większą elastyczność i możliwość reakcji i dokonania zmian, w przypadku stwierdzenia zmian sytuacji uzasadniających modyfikację wysokości tej opłaty.

### 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Projekt nie zakłada zmian zasad ustalania wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja, a jedynie dokonuje dostosowania rodzajów prowadzonej działalności do zmian ustawowych oraz wprowadza wartości współczynnika dla opłaty koncesyjnej dla magazynowania energii elektrycznej oraz wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej. W związku z powyższym, problem nie ma charakteru uniwersalnego występującego w innych krajach.

W zakresie magazynowania energii elektrycznej: z dokumentu pn. „Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe”<sup>1)</sup> stanowiącego najbardziej aktualny i kompleksowy raport na temat magazynowania energii elektrycznej w UE wynika, że w państwach członkowskich UE na chwilę obecną nie przewidziano specjalnej procedury koncesji, pozwoleń czy też rejestrów obejmujących magazyny energii elektrycznej. Co do zasady, instalacje magazynowe powinny spełniać szereg norm technicznych w szczególności w obszarze bezpieczeństwa i środowiska.

Przykładowo, we Francji magazyny są traktowane w sposób analogiczny do jednostek wytwórczych (str. 155 raportu). Podobne rozwiązanie zastosowane zostało na Węgrzech (str. 163 raportu), w Irlandii (str. 165 raportu) oraz w Portugalii (str. 182 raportu). W Grecji prawne uregulowanie magazynów energii elektrycznej potraktowane zostało w sposób analogiczny do instalacji hybrydowych (str. 161 raportu), natomiast w Szwecji – do elektrowni wodnych (str. 192 raportu). Na Słowenii instalacje powyżej 1 MW wymagają uzyskania pozwolenia Ministra Infrastruktury.

### 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorstwa energetyczne obowiązane do wnoszenia opłaty z tytułu posiadania koncesji	ok. 7358	Urząd Regulacji Energetyki	– Zmiana wysokości pobieranych opłat koncesyjnych w zakresie morskich farm wiatrowych – Zarządcy elektrowni szczytowo-pompowych będą, w przypadku podjęcia działalności gospodarczej w zakresie magazynowania energii elektrycznej, wносить opłatę koncesyjną za magazynowanie, a nie jak dotychczas za wytwarzanie energii elektrycznej
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	1	ustawa – Prawo energetyczne	Pobieranie i weryfikacja wysokości opłat koncesyjnych

### 5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny. Projekt zostanie przekazany do konsultacji z terminem na zgłaszanie uwag

<sup>1)</sup> [https://ec.europa.eu/energy/studies/study-energy-storage\\_en](https://ec.europa.eu/energy/studies/study-energy-storage_en)  
<https://www.nortonrosefulbright.com/en-pl/knowledge/publications/8b5285f4/regulatory-progress-for-energy-storage-in-europe#section2>

wynoszącym 21 dni.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych ani praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe ani przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

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

## 6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z 2020 r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
<b>Dochody ogółem</b>	0	0	0	0	0	0	57,16	135,7	135,7	192,18	192,18	712,94
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	57,16	135,7	135,7	192,18	192,18	712,94
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
<b>Wydatki ogółem</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
<b>Saldo ogółem</b>	0	0	0	0	0	0	57,16	135,7	135,7	192,18	192,18	712,94
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	57,16	135,7	135,7	192,18	192,18	712,94
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
<b>Źródła finansowania</b>	Opłaty koncesyjne pobierane od przedsiębiorstw energetycznych objętych koncesją ze względu na prowadzoną działalność.											
<b>Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń</b>	<p>Źródło danych:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Urząd Regulacji Energetyki – w zakresie wpływów z opłat koncesyjnych na podstawie danych za 2020 r. dla pełnego zbioru podmiotów uiszczających opłaty koncesyjne;</li> <li>2) Raport <i>Analiza skutków ekonomicznych budowy morskich farm wiatrowych w Polsce</i> przygotowana przez Ernst &amp; Young – w zakresie danych niezbędnych dla określenia wysokości współczynnika dla wytwórców z morskich farm wiatrowych.</li> </ol> <p>Założenia:</p> <p>Wyliczenia dla wpływów z opłaty koncesyjnej w przypadku wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych powstały w oparciu o dane takie jak:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) ilość planowanych morskich farm wiatrowych;</li> <li>2) moc planowanych morskich farm wiatrowych;</li> <li>3) współczynnik opłaty koncesyjnej wynoszący 23 tys. zł/MW;</li> </ol>											

4) szacunkowe daty uruchomienia i eksploatacji planowanych inwestycji.

Planowane przedsięwzięcia z zakresu morskiej energetyki wiatrowej to przedsięwzięcia posiadające obecnie PSZW: Polenergia Bałtyk II i III, PGE Baltica 3, PKN Orlen Baltic Power, Baltic Trade Invest, Polenergia Bałtyk Północny, PGE Baltica 1, PGE Baltica 2, EDPR C&B Wind. Przewidywane daty uruchomienia morskich farm wiatrowych to lata 2027–2030 r. Planowana moc zainstalowana poszczególnych inwestycji będzie się kształtowała na poziomie od 350 MW do 1560 MW.

Odnosząc się do dodawanego współczynnika od magazynowania energii elektrycznej - zakłada się brak bezpośredniego wpływu uwzględnienia magazynowania energii elektrycznej w ramach niniejszego rozporządzenia na jednostki sektora finansów publicznych. Projekt rozporządzenia utrzymuje współczynnik opłaty koncesyjnej dla magazynowania energii elektrycznej na tym samym poziomie, tj. 0,0005, co dla wytwarzania tej energii. Obecnie brak jest w Polsce magazynów energii elektrycznej niebędących elektrowniami szczytowo-pompowymi, których moc przekraczałyby 10 MW. Największy magazyn energii elektrycznej niebędący elektrownią szczytowo-pompową w Polsce, który niebawem zostanie oddany do użytku, jest usytuowany w Bystrej (6 MW).

Skutki w postaci naliczenia opłaty koncesyjnej od przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w postaci wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych zajdą w szóstym roku wejścia w życie rozporządzenia, wówczas będą wydawane koncesje, za które naliczana jest opłata przewidziana w ww. rozporządzeniu. Pozostałe współczynniki obliczania opłaty koncesyjnej pozostają bez zmian, przedmiotowa regulacja nie zmienia dotychczasowych obciążeń określonych w załączniku nr 2, tj. tabeli współczynników opłaty koncesyjnej.

**Dodatkowo dokonano obliczeń, które przedstawiają wpływ z opłaty koncesyjnej dla pełnego zbioru podmiotów uiszczających opłatę koncesyjną.**

**Wpływ na sektor finansów publicznych- dla pełnego zbioru podmiotów**

(ceny stałe z 2020 r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
<b>Dochody ogółem</b>	140,76	140,76	140,76	140,76	140,76	140,76	197,92	276,46	276,46	332,94	332,94	2261,28
budżet państwa	140,76	140,76	140,76	140,76	140,76	140,76	197,92	276,46	276,46	332,94	332,94	2261,28
Saldo ogółem	140,76	140,76	140,76	140,76	140,76	140,76	197,92	276,46	276,46	332,94	332,94	2261,28
budżet państwa	140,76	140,76	140,76	140,76	140,76	140,76	197,92	276,46	276,46	332,94	332,94	2261,28

Dla obliczenia wpływów z opłaty koncesyjnej dla pełnego zbioru podmiotów uiszczających opłaty koncesyjne dla uproszczenia symulacji przyjęto stałą liczbę podmiotów oraz wielkość ich przychodów w kolejnych latach.

Wartości minimalnej i maksymalnej opłaty koncesyjnej wynikają z art. 34 ust. 3 i 3a ustawy. Sposób obliczenia opłat wynika z art. 34 ust. 2 ww. ustawy (przychód x wielkość współczynnika z załącznika nr 2 do obecnie obowiązującego rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2018 r. w sprawie opłaty koncesyjnej). Następnie wynik ww. obliczeń zsumowano z danymi dotyczącymi tylko morskich farm wiatrowych i magazynów energii (tabela 1 w pkt 6 OSR).

Przewidywane łączne wpływy z opłat koncesyjnych w okresie 10 lat od wejścia w życie planowanych zmian to wzrost dochodów budżetu państwa o 2261,28 mln zł.

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

Skutki

Czas w latach od wejścia w życie zmian	0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
--	---	---	---	---	---	----	----------------

W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z 2020 r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	-192,18	-712,94
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projektowana regulacja będzie miała pozytywny wpływ na funkcjonowanie przedsiębiorców. Uzupełnienie dotychczasowego załącznika nr 2 o współczynnik dla wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, wynikający z wejścia w życie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, a także uzupełnienie rozporządzenia o nowy współczynnik opłaty koncesyjnej – dla magazynowania energii elektrycznej, przyczyni się do uporządkowania stanu prawnego.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Brak.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe w tym osoby niepełnosprawne i osoby starsze	Brak.						
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Brak.						
Niemierzalne	konkurencyjność	Równoważenie konkurencyjności sektora energetycznego.						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Wpływ w ujęciu pieniężnym dotyczy wpływów z opłaty koncesyjnej od przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w postaci wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych.</p> <p>Nie zakłada się wpływu przedmiotowej regulacji na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie sektora mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze.</p>							
<b>8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu</b>								
<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy								
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).				<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy				
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:				<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:				
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczacji.				<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy				

Komentarz: Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.	
<b>9. Wpływ na rynek pracy</b>	
Nie przewiduje się wpływu projektowanej regulacji na rynek pracy.	
<b>10. Wpływ na pozostałe obszary</b>	
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe
	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	Brak wpływu.
<b>11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego</b>	
Zgodnie z § 7 rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.	
<b>12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?</b>	
Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.	
<b>13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)</b>	
Brak załączników.	

**ROZPORZĄDZENIE**  
**MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA <sup>1)</sup>**

z dnia

**w sprawie pobierania opłaty mocowej**

Na podstawie art. 76 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2021 r. poz. 1854 oraz z 2022 r. poz. 2243) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

**Przepisy ogólne**

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

- 1) szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym:
  - a) zakres i termin przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych, oraz okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej,
  - b) terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej,
  - c) zakres, sposób i termin przekazywania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, za pośrednictwem operatora i płatników opłaty mocowej, informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej;
- 2) sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 70 oraz art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą”.

---

<sup>1)</sup> Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

## Rozdział 2

### **Przekazywanie informacji dotyczących poboru opłaty mocowej**

§ 2. 1. Płatnik opłaty mocowej - w terminie do 9. dnia miesiąca kalendarzowego następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w § 6 ust. 1 - przekazuje operatorowi informacje o sumie należnych środków z tytułu opłaty mocowej, w tym, w podziale na grupy odbiorców końcowych informację obejmującą wolumen energii elektrycznej pobranej z urządzeń, instalacji lub sieci w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, przez które zgodnie z art. 69 ust. 9 ustawy odbiorca końcowy przyłączony do linii bezpośredniej wnosi opłatę mocową, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej, oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączone do sieci przesyłowej, w terminie do 8. dnia miesiąca kalendarzowego następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w § 6 ust. 1, przekazują operatorowi, w zakresie odbiorców przyłączonych bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa, informację o sumie należnych środków z tytułu opłaty mocowej, w tym, w podziale na grupy odbiorców końcowych, informację obejmującą wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy.

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, przez które zgodnie z art. 69 ust. 9 ustawy odbiorca końcowy przyłączony do linii bezpośredniej wnosi opłatę mocową, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej, oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączone do sieci dystrybucyjnej, w terminie do 8. dnia miesiąca kalendarzowego następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w § 6 ust. 2, przekazują płatnikowi opłaty mocowej w zakresie odbiorców przyłączonych bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa informację o sumie należnych środków z tytułu opłaty mocowej, w tym, w podziale na grupy odbiorców końcowych, informację obejmującą wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy.

§ 4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców końcowych, przyłączone do linii bezpośredniej, w terminie do 7. dnia miesiąca kalendarzowego następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w § 5 ust. 2, przekazuje przedsiębiorstwu energetycznemu wytwarzającemu energię elektryczną w zakresie odbiorców końcowych przyłączonych do linii bezpośredniej, w tym, w podziale na grupy odbiorców końcowych, informację obejmującą wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy.

§ 5. Wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci jest ustalany na podstawie wskazań licznika zdalnego odczytu, lub innego licznika umożliwiającego pomiar zużycia energii w wybranych godzinach doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie, z zastrzeżeniem ustalonych w odrębnych przepisach zasad ustalania energii pobranej dla prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, a w przypadku awarii takiego licznika - według standardowego profilu zużycia energii elektrycznej, opracowanego zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym lub zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 tej ustawy.

### Rozdział 3

#### **Przekazywanie i rozliczanie środków z tytułu opłaty mocowej**

§ 6. 1. Okresem rozliczeniowym dla rozliczeń dokonywanych pomiędzy operatorem a podmiotami, o których mowa w art. 69 ust. 2 ustawy, jest miesiąc kalendarzowy.

2. Okresem rozliczeniowym dla rozliczeń dokonywanych pomiędzy płatnikiem opłaty mocowej a podmiotami, o których mowa w art. 69 ust. 3 ustawy, jest okres, w którym dokonywane są rozliczenia za energię elektryczną lub za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej.

§ 7. Płatnicy opłaty mocowej oraz przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędące płatnikami opłaty mocowej, oraz przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączone do sieci przesyłowej, przekazują operatorowi należne za dany okres



rozliczeniowy środki z tytułu opłaty mocowej w terminie do 19. dnia miesiąca kalendarzowego następującego po danym okresie rozliczeniowym.

#### Rozdział 4

### **Sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie**

§ 8. 1. Wybranymi godzinami doby przypadającymi na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy, mogą być wyłącznie godziny, dla których może zostać ogłoszony okres zagrożenia, wskazane w przepisach rozporządzenia wydanego na podstawie art. 68 ustawy.

2. Liczba wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w ust. 1, jest nie mniejsza niż 8 i nie większa niż 15.

§ 9. 1. Jako godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w § 8 ust. 1, mogą zostać wybrane maksymalnie dwa rozłączne okresy w ciągu doby; pojedynczy okres obejmuje co najmniej 2 godziny.

2. W przypadku godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w § 8 ust. 1, wskazanych w dwóch rozłącznych okresach w ciągu doby, przerwa pomiędzy tymi okresami nie może być krótsza niż 2 godziny.

§ 10. Wyboru godzin przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, o których mowa w § 8 ust. 1, dokonuje się na podstawie danych historycznych lub prognozowanych, dotyczących zapotrzebowania na moc w systemie, biorąc pod uwagę charakter dobowej krzywej zapotrzebowania na moc w systemie w poszczególnych kwartałach roku.

#### Rozdział 5

### **Przekazywanie informacji na potrzeby kalkulacji stawek opłaty mocowej**

§ 11. Przedsiębiorstwo energetyczne będące odbiorcą końcowym i jednocześnie płatnikiem opłaty mocowej dla odbiorców końcowych przyłączonych do swojej sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną, przyłączone do sieci przesyłowej, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, w którym wyznaczana jest stawka opłaty mocowej przekazują operatorowi informacje o wolumenie energii elektrycznej pobranej, w całym roku poprzedzającym rok ustalania stawek

opłaty mocowej, z urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy przez odbiorców, o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy, w podziale na grupy odbiorców, o których mowa w pkt 1 – 4 tego ustępu w poszczególnych kwartałach roku poprzedzającego rok przekazywania informacji.

**§ 12.** Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną oraz płatnik opłaty mocowej, przyłączone wyłącznie do sieci dystrybucyjnej, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, w którym wyznaczana jest stawka opłaty mocowej, przekazują płatnikowi opłaty mocowej, do sieci którego są przyłączone, informacje o wolumenie energii elektrycznej pobranej, w całym roku poprzedzającym rok ustalania stawek opłaty mocowej, z urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego oraz z sieci płatnika opłaty mocowej przyłączonego do jego sieci w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy przez odbiorców, o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy, w podziale na grupy odbiorców, o których mowa w pkt 1 – 4 tego ustępu w poszczególnych kwartałach roku poprzedzającego rok przekazywania informacji.

**§ 13.** Operator, w terminie do dnia 31 lipca każdego roku, w którym wyznaczana jest stawka opłaty mocowej, przekazuje Prezesowi URE informacje o wolumenie energii elektrycznej pobranej, w całym roku poprzedzającym rok ustalania stawek opłaty mocowej w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy, z:

- 1) sieci przesyłowej przez odbiorców o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy, w podziale na grupy odbiorców, o których mowa w pkt 1 – 4 tego ustępu, w poszczególnych kwartałach roku poprzedzającego rok przekazywania informacji, oraz
- 2) z sieci przedsiębiorstw energetycznych przyłączonych do sieci przesyłowej przekazanych zgodnie z § 11.

**§ 14.** Płatnik opłaty mocowej przyłączony do sieci przesyłowej, z wyłączeniem przedsiębiorstw, o których mowa w § 10, w terminie do dnia 31 lipca każdego roku, w którym wyznaczana jest stawka opłaty mocowej, przekazuje Prezesowi URE informacje o wolumenie energii elektrycznej pobranej, w całym roku poprzedzającym rok ustalania stawek opłaty mocowej w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2:

- 1) z sieci tego przedsiębiorstwa przez odbiorców o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy przyłączonych do jego sieci, w podziale na grupy odbiorców, o których mowa w pkt 1 –

4 tego ustępu, w poszczególnych kwartałach roku poprzedzającego rok przekazywania informacji oraz

- 2) z sieci przedsiębiorstw energetycznych przyłączonych do jego sieci przekazanych zgodnie z § 12.

## Rozdział 6

### **Przepisy epizodyczne i przejściowy**

**§ 15.** Do dnia 31 grudnia 2027 r. informacje, o których mowa w § 2 oraz § 3 obejmują:

- 1) liczbę odbiorców końcowych oraz punktów poboru energii, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, oraz
- 2) wolumen energii elektrycznej pobranej z urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy przez odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy w podziale na grupy odbiorców, o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy, z uwzględnieniem przepisu art. 89e ust. 1 ustawy oraz art. 14 ustawy z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy.

**§ 16.** Do dnia 31 grudnia 2030 r. na potrzebę wyliczenia opłaty mocowej wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci jest ustalany w sposób określony w § 4 również w przypadku braku licznika zdalnego odczytu.

**§ 17. 1.** Dla okresów przypadających przed dniem 1 stycznia 2028 r. informacje, o których mowa w § 10–13, obejmują:

- 1) liczbę odbiorców końcowych oraz punktów poboru energii, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, oraz wolumen energii pobranej z sieci tego przedsiębiorstwa i zużytej przez tych odbiorców, w roku poprzedzającym rok ustalania stawek opłaty mocowej, z podziałem na poszczególne grupy, o których mowa w art. 89b ust. 3 ustawy
- 2) wolumen energii elektrycznej pobranej z urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy przez odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy w podziale na grupy odbiorców, o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy, z uwzględnieniem przepisu art. 89e ust. 1 ustawy oraz art. 14 ustawy z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy odrębnie dla całego roku oraz w godzinach opublikowanych zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy.

2. Wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci przedsiębiorstwa energetycznego przez odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy, przekazywane zgodnie z ust. 1 wyznaczany jest na podstawie danych dotyczących ilości energii elektrycznej pobranej przez poszczególnych odbiorców końcowych przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego w całym roku poprzedzającym rok ustalania stawki opłaty mocowej, poprzez dokonanie podziału tych odbiorców na grupy, o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy, zgodnie z zasadami obowiązującymi w roku następującym po roku ustalania stawek opłaty mocowej.

**§ 18.** Dla podmiotów, o których mowa w § 6 ust. 2, których okres rozliczeniowy nie rozpoczyna się z początkiem miesiąca, dotychczasowe przepisy stosuje się do końca okresu rozliczeniowego trwającego w momencie wejścia w życie rozporządzenia.

## Rozdział 7

### **Przepis końcowy**

**§ 19.** Rozporządzenie wchodzi w życie z pierwszym dniem miesiąca następującym po dniu ogłoszenia.<sup>2)</sup>

**MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA**

---

<sup>2)</sup> Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. poz. 2009 i 2370), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 34 ust. 2 ustawy z dnia ... o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. ...).

## UZASADNIENIE

### 1. Potrzeba i cel wydania aktu normatywnego

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 76 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 oraz z 2022 r. poz. 2243), zwanej dalej „ustawą”, oraz jest związane z wejściem w życie ustawy z dnia ... o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. ...), zwanej dalej „nowelizacją”. Art. 34 ust. 2 nowelizacji stanowi, że dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 76 ustawy zmienianej w art. 9 zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 76 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 24 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy oraz mogą być zmieniane.

Rozporządzenie określające warunki i sposób pobierania opłaty mocowej jest aktem prawnym, który zgodnie z art. 76 ustawy określa terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, zakres i termin przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych, okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej, sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie, na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, z wyłączeniem odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, a także zakres i termin przekazywania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: URE) informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej.

W art. 76 ustawy ustawodawca zobowiązał ministra właściwego do spraw energii do określenia szczegółowego sposobu pobierania opłaty mocowej. Oznacza to m.in. obowiązek takiego ukształtowania sposobu pobierania opłaty mocowej, aby mogła być ona prawidłowo naliczona i pobrana. Dodatkowo ustawodawca, przez zastosowanie zabiegu, jakim jest katalog otwarty („w tym”) z jednej strony wskazał elementy, które rozporządzenie musi określać, z drugiej jednoznacznie wskazał, że istnieją także inne elementy niezbędne dla określenia sposobu pobierania opłaty mocowej, które minister winny jest określić wydając rozporządzenie.

Do elementów koniecznych, które minister właściwy do spraw energii musi uwzględnić przy określaniu szczegółowego sposobu pobierania opłaty mocowej, ustawodawca zaliczył określenie zakres i termin przekazywania Prezesowi URE informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej (art. 76 pkt 5 ustawy).

Wykonaniem upoważnienia ustawowego w tym zakresie jest projektowany rozdział 5. Aby prawidłowo określić wysokość pobierania opłaty mocowej konieczne jest przekazywanie do regulatora informacji umożliwiających określenie wysokości opłaty mocowej. Brak takich informacji powodowałby, że opłata mocowa nie mogłoby być pobierana w sposób prawidłowy, ponieważ rozliczenie opierałoby się na niepełnych danych, gdyż operator nie dysponowałby historycznymi informacjami dotyczącymi poboru energii elektrycznej w poszczególnych grupach. Zostało to odzwierciedlone w projekcie poprzez doprecyzowanie zakresu zbieranych danych.

W celu ograniczenia obciążenia podmiotów dodatkowymi zadaniami powiązano formułę przekazywania informacji operatorowi z terminami przekazywania Prezesowi URE informacji

niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej. Jednocześnie konieczne było dostosowanie sposobu przekazywania informacji, w taki sposób, aby operator również przekazywał dane pomiarowe ze swoich systemów, przy jednoczesnym zapewnieniu wszystkim podmiotom możliwie długich terminów na wykonanie swoich zobowiązań. Skutkuje to zbieraniem danych przez operatora sieci przesyłowej jedynie od mniejszych OSD przyłączonych do jego sieci przesyłowej (OSD będący równocześnie odbiorcą końcowym), podczas gdy pozostali OSDp przekazują informacje bezpośrednio do URE.

Zgodnie z art. 89a ust. 1 ustawy, do końca 2027 roku, stawkę opłaty mocowej ustala się odrębnie, w odniesieniu do odbiorców końcowych:

- a) pobierających energię elektryczną w grupach taryfowych G, R oraz odbiorców w grupie taryfowej C o mocy przyłączeniowej nie większej niż 16 kW – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej, płatną za punkt poboru energii elektrycznej, rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony jest pobór energii elektrycznej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej;
- b) innych niż określonych powyżej - jako stawkę stosowaną do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, wyrażoną w złotych za kWh energii elektrycznej. Opłatę mocową od takich odbiorców końcowych oblicza się jako iloczyn stawki opłaty mocowej oraz ilości energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby – zgodnie z art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy.

Celem projektu rozporządzenia jest również doprecyzowanie sposobu wyznaczenia wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 70 i art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy.

Zgodnie z art. 76 ustawy o rynku mocy w rozporządzeniu należy określić w nim „szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej”, a wyznaczenie wolumenu energii elektrycznej, na podstawie którego oblicza się należną wysokość opłaty mocowej, jest niezbędnym elementem procesu jej poboru.

Rozporządzenie uwzględnia również sposób przekazywania opłaty mocowej należnej za energię przesłaną linią bezpośrednią.

## **2. Szczegółowe uzasadnienie przyjętych terminów, trybu przekazywania informacji, okresów rozliczeniowych oraz sposobu wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie**

Przepisy § 2, 3 i 4 są analogiczne do § 2, 3 i 3a dotychczasowego rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. poz. 2009), zwanego dalej dotychczasowym rozporządzeniem. Zmiany w tych przepisach wynikają ze zmiany brzmienia art. 70 i 74 ustawy, uchylecia art. 71–73 ustawy oznaczającego usunięcie z ustawy ulgi dla odbiorców energochłonnych w związku z przedłużającą się procedurą notyfikacyjną, oraz dodania art. 70a i 70b ustawy, w których wprowadzono mechanizm odmiennego rozliczania odbiorców końcowych w zależności od profilu zużycia.

Przepisy § 2 ust. 1 projektu rozporządzenia umożliwiają pozyskanie danych pozwalających na przedstawienie przez operatora i płatnika opłaty mocowej danych określonych w art. 75 ust. 6 ustawy. Określenie terminu przekazywania tych informacji operatorowi przez płatnika opłaty

mocowej na 9. dzień miesiąca następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego (miesiąc kalendarzowy) wynika z konieczności zapewnienia możliwości skutecznej weryfikacji przekazywanych danych w terminie pozwalającym na wystawienie stosownych dokumentów księgowych. W przypadku określenia innego terminu występuje znaczące ryzyko, że czas pozostały płatnikom na weryfikację i przekazanie danych do operatora będzie zbyt krótki.

Dodatkowo, w § 2 ust. 2 wprowadzono osobny termin dotyczący przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, niebędących płatnikiem opłaty mocowej oraz przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną, przyłączonych do sieci przesyłowej, wyznaczony na 8. dzień miesiąca następującego po zakończeniu okresu rozliczeniowego (miesiąc kalendarzowy). Przedmiotowy termin jest spójny z wynikającymi z innych przepisów terminami dotyczącymi przekazywania przez te podmioty danych w zakresie opłaty przejściowej, OZE i kogeneracyjnej. W związku z przyjęciem takiego rozwiązania, informacje te będą mogły być przekazywane łącznie, co będzie ułatwieniem organizacyjnym.

W § 3 projektu termin przekazywania płatnikowi opłaty mocowej informacji o sumie należnych środków z tytułu opłaty mocowej przez podmioty wymienione w art. 75 ust. 7 ustawy wyznaczony został na 8. dzień miesiąca następującego po okresie rozliczeniowym (okres, w którym dokonywane są rozliczenia za energię elektryczną i świadczone są usługi dystrybucji energii elektrycznej).

Wskazane terminy mają na celu zapewnienie możliwości otrzymania przez operatora informacji, które umożliwią pobranie opłaty mocowej od podmiotów wymienionych w art. 69 ust. 2 pkt 2–4 ustawy. Dla spełnienia takiego celu operator powinien otrzymać informacje na temat wartości środków należnych z tytułu opłaty mocowej.

W § 4 odniesiono się do kwestii awarii licznika. W takiej sytuacji wielkość zużycia może być najlepiej przybliżona przy zastosowaniu standardowego profilu zużycia w przypadku tych grup taryfowych, dla których jest on opracowywany i zamieszczany w instrukcji ruchu i eksploatacji. Z kolei w przypadku grup taryfowych, dla których nie opracowuje się standardowego profilu zużycia dla wyznaczania ilości energii dla potrzeb rozliczeń – stosowane są zasady ogólne określone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. Przepis jest analogiczny do dotychczasowego § 3a rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie. Ponadto ze względu na zmianę sposobu rozliczania prosumentów wskazano w przepisie uwzględnienie odmiennego sposobu rozliczania opłat dla prosumentów wynikającego z ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Rozdziały 3 i 4 są analogiczne do rozdziałów 3 i 4 dotychczasowego rozporządzenia. W § 5 ust. 1 projektu wskazano okres rozliczeniowy w odniesieniu do podmiotów, o których mowa w art. 69 ust. 2 ustawy, obejmujący miesiąc kalendarzowy. Wynika to z faktu, że w obecnie prowadzonych bezpośrednich rozliczeniach z operatorem podmioty te działają w trybie miesięcznych okresów rozliczeniowych. Natomiast w odniesieniu do podmiotów, o których mowa w art. 69 ust. 3 pkt 1-3 ustawy, przewidziano utrzymanie obecnie stosowanych okresów, w których dokonywane są rozliczenia za energię elektryczną i świadczone są usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (§ 5 ust. 2). Okresy te są już regulowane w § 32 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną i w ramach przepisów tego rozporządzenia są ustalane w ramach umów oraz taryf.

Wskazany w § 6 projektu termin przekazywania środków do operatora przez płatnika opłaty mocowej, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie

przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej, niebędące płatnikiem opłaty mocowej oraz przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną wyznaczony został na 19. dzień miesiąca. Termin ten pozwala na weryfikację i dokonanie odpowiednich operacji księgowych przez wszystkie podmioty w czasie umożliwiającym operatorowi kolejno: weryfikację otrzymanych wpłat, przekazanie informacji o zebranych środkach do Zarządcy Rozliczeń oraz przekazanie tych środków na rachunek opłaty mocowej. Zastosowanie ww. terminów jest niezbędne do zapewnienia sprawnej i niezawodnej realizacji wypłat wynagrodzeń dla dostawców mocy, w tym w szczególności dla zapewnienia możliwości utrzymania płynności rachunku opłaty mocowej, także w sytuacjach okresowego niedoboru środków.

W § 7–9 projektu wskazano sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie, który został określony z uwzględnieniem analiz wykonanych w oparciu o dwie różne metody analityczne, wykorzystujące dobowe profile zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym. Określone w projekcie rozporządzenia warunki zapewniają zgodność z przepisami wydanymi na podstawie art. 68 ustawy oraz umożliwiają Prezesowi URE dokonanie wyboru godzin, o których mowa w art. 74 ust. 4 ustawy w sposób, który zapewni racjonalizację zużycia energii elektrycznej w ciągu doby oraz będzie pozwalał na prawidłowe kształtowanie sygnałów cenowych. Jednocześnie, ze względu na charakter krzywej zapotrzebowania na moc w systemie oraz w celu ograniczenia niekorzystnych zjawisk związanych ze skokową zmianą zapotrzebowania na moc – dodano warunki brzegowe określające maksymalną liczbę rozłącznych okresów w ciągu doby, dla których mogą zostać wskazane godziny przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie oraz minimalny czas trwania takiego okresu i minimalny czas przerwy pomiędzy tymi okresami.

Mając na uwadze przepisy ustawy określające, że ostatecznej decyzji co do wyboru konkretnych godzin w każdym kwartale dokonuje Prezes URE (art. 74 ust. 4 pkt 2 ustawy), proponowane przepisy rozporządzenia pozostawiają Prezesowi URE swobodę, co do wyboru metody analitycznej przy zachowaniu warunków brzegowych określonych w rozporządzeniu. Jednocześnie, zgodnie z § 9 projektu rozporządzenia, nakładają obowiązek analizy danych w ujęciu kwartalnym, niezależnie od zróżnicowania wyboru godzin między kwartałami.

W rozdziale 5 projektu doprecyzowano sposób zbierania danych, o których mowa w art. 75 ust. 6 ustawy, na potrzeby wyznaczania stawek opłaty mocowej. Przepis doprecyzowuje sposób zbierania informacji na potrzeby wyznaczenia wysokości opłaty mocowej w związku z wątpliwościami dotyczącymi zakresu informacji przekazywanych do Prezesa URE. Struktura zbierania danych wykorzystuje podobne, kaskadowe podejście do przekazywania informacji jak § 2 i 3, dostosowując jednak swoją specyfikę do pracy regulatora. Różnica skutkuje tym, że informacje zbierane przez operatora do dnia 1 lipca są przekazywane przez niego do Prezesa URE, podczas gdy Operator Systemu Dystrybucyjnego przyłączony do sieci przesyłowej (OSDp) przekazuje dane zebrane przez siebie niezależnie.

W związku z obowiązywaniem do końca grudnia 2027 r. przepisów epizodycznych z art. 14 ustawy z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1505) oraz do końca grudnia 2024 r. z art. 89e ustawy, w rozdziale 6 przedstawiono przepisy przejściowe, które mają uwzględnić specyfikę wspomnianych przepisów przejściowych. W związku z powyższym informacje zbierane na podstawie § 2–3 oraz § 10–13 muszą obejmować:



- liczbę punktów poboru energii elektrycznej u odbiorców rozliczanych w sposób ryczałtowy oraz w przypadku § 10–13 wolumen energii pobranej przez tych odbiorców,
- energię pobraną przez odbiorców rozliczanych w sposób nieryczałtowy, w tym w godzinach szczytowego zapotrzebowania, którzy podlegają podziałowi na grupy K1–K4 zgodnie z art. 7a ust. 1 ustawy.
- energię pobraną przez odbiorców rozliczanych w sposób nie ryczałtowy, w tym w godzinach szczytowego zapotrzebowania, którzy zgodnie z art. 14 nowelizacji nie podlegają podziałowi na grupy K1–K4 zgodnie z art. 7a ust. 1 ustawy i rozliczanych jak grupa K4.

Zostało to odzwierciedlone w § 14 i 16.

W § 15 odniesiono się do możliwości wykorzystywania profili standardowych na potrzeby obliczania opłaty mocowej. W celu zapewnienia jakości danych na potrzeby wyznaczania stawki opłaty mocowej do czasu uzyskania informacji o zużyciu energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, przez gospodarstwa domowe umożliwiono przekazywanie tych informacji z użyciem profili standardowych.

Wprowadzono przepis przejściowy umożliwiający wykorzystywanie dotychczasowych przepisów dla okresów rozliczeniowych, które nie rozpoczynają się z dniem wejścia w życie przepisów.

Zmiana przepisów nie wpłynie na wysokość stawek opłaty mocowej, zmiana wysokości stawek wynika bezpośrednio z nowelizacji, co zostało zaprezentowane w jej OSR.

Ponadto, z uwagi na fakt, iż niniejszy projekt zastąpi obecnie obowiązujące rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. poz. 2009, z późn. zm.), które dotyczy tego samego zakresu przedmiotowego, nie ma potrzeby dodania do projektu innych przepisów przejściowych.

### **3. Wejście w życie**

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie z pierwszym dniem miesiąca następującego po dniu ogłoszenia.

Termin wejścia w życie rozporządzenia jest związany z otrzymywanymi sygnałami od uczestników rynku, zgodnie z którymi przekazywanie danych będących jednym z przedmiotów niniejszego projektu powinno odbywać się zgodnie z pełnymi okresami rozliczeniowymi (tj. miesiąc kalendarzowy). Wejście w życie przepisów w innym terminie niż pierwszego dnia miesiąca spowoduje komplikacje interpretacyjne i organizacyjne w przekazywaniu danych, gdyż w jednym okresie rozliczeniowym będą obowiązywały różne zasady.

### **4. Zgodność z prawem Unii Europejskiej**

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

### **5. Notyfikacja**

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

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

#### **6. Wpływ na mikro przedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców**

Projekt rozporządzenia nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej i nie wpływa na działalność mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców.

#### **7. Konsultacje projektu**

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

<p><b>Nazwa projektu</b> Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie pobierania opłaty mocowej</p> <p><b>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące</b> Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p><b>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu</b> Anna Łukaszewska-Trzeciakowska, Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p><b>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</b> Miroslaw Maciąg, Departament Elektroenergetyki i Gazu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, e-mail: miroslaw.maciag@klimat.gov.pl</p>	<p><b>Data sporządzenia</b> 24.04.2023</p> <p><b>Źródło</b> Upoważnienie ustawowe Art. 76 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854, z późn. zm.)</p> <p><b>Nr w Wykazie prac</b></p>
--	--

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projektowane rozporządzenie stanowi wypełnienie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 76 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”, oraz jest związane z wejściem w życie ustawy z dnia ustawy z dnia ... o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. ...), zwanej dalej „nowelizacją”. Art. 34 ust. 2 nowelizacji stanowi, że dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 76 ustawy zmienianej w art. 9 zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 76 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 24 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy oraz mogą być zmieniane.

Zgodnie z upoważnieniem ustawowym rozporządzenie określa szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, zakres i termin przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej informacji (w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych), okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikami opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej, sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców końcowych, z wyłączeniem odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy, a także zakres i termin przekazywania Prezesowi URE informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej - biorąc pod uwagę zapewnienie sprawnego pozyskiwania środków z opłaty mocowej oraz zachęcanie odbiorców do racjonalnego wykorzystywania mocy elektrycznej w ciągu doby.

Wejście w życie nowelizacji wymaga również uregulowania terminów i sposobu przekazywania informacji dotyczących profili zapotrzebowania na moc w systemie, które są podstawą do wyznaczenia odmiennego sposobu naliczania opłaty mocowej, o którym mowa w art. 70a i art. 70b ustawy.

Ponadto rozporządzenie ma na celu uwzględnienie możliwości zbierania informacji dotyczących zużycia energii elektrycznej za pomocą liczników strefowych, jeśli pozwalają one na wyznaczenie wielkości zapotrzebowania w godzinach szczytowego zapotrzebowania.

Projekt rozporządzenia zawiera również regulacje doprecyzowujące sposób wyznaczania wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci na potrzeby obliczania wysokości opłaty mocowej należnej w okresach awarii oraz w okresie przejściowym od odbiorców, którzy nie posiadają liczników zdalnego odczytu. Wydanie rozporządzenia jest zatem niezbędne do prawidłowego wyliczenia stawki opłaty mocowej oraz wyznaczenia godzin szczytowego zapotrzebowania na moc, a w związku z tym jest niezbędne do prawidłowego funkcjonowania rynku mocy.

### 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

W związku z faktem, że upoważnienie ustawowe przewiduje do uregulowania sposób pobierania opłaty mocowej w drodze rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii, narzędzie interwencji wynika wprost z przepisów ustawy. Rekomendowanym rozwiązaniem jest wydanie rozporządzenia w zakresie i na podstawie upoważnienia przewidzianego w ustawie. Oczekiwany efekt jest wyznaczenie szczegółowego sposobu pobierania opłaty mocowej oraz terminów i sposobu przekazywania środków z tytułu opłaty mocowej, jak również właściwe funkcjonowanie rynku mocy.

### 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Rynek mocy jest wzorowany na rynku brytyjskim, jednocześnie przedmiotem rozporządzenia jest głównie wyznaczenie terminów, sposobu przekazywania i zakresu przekazywania informacji i środków, sposobu wyznaczania godzin

szczytowych, sposobu wyznaczania stawek. Są to zagadnienia, na tyle szczegółowe, że niemożliwe jest bezpośrednio odniesienie ich do rozwiązań w Wielkiej Brytanii.

#### 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)	1	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	Pobór środków z tytułu opłaty mocowej i obsługa operacyjna rynku mocy, obsługa wypłat z tytułu realizacji obowiązku mocowego.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych	187	rejstry.ure.gov.pl	Pobór środków z tytułu opłaty mocowej i wsparcie obsługi operacyjnej rynku mocy
Wytwórcy energii elektrycznej	1788	rejstry.ure.gov.pl	Pobór środków z tytułu opłaty mocowej od odbiorców przyłączonych bezpośrednio
Zarządca Rozliczeń	1	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	Podmiot wskazany w ustawie do obsługi rachunku opłaty mocowej
Urząd Regulacji Energetyki	1	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	Obliczanie i ustalanie stawek opłaty mocowej Konieczność wyznaczenia godzin szczytowych

#### 5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (10 dni) do następujących podmiotów:

1. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
2. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
3. Towarzystwo Obrotu Energią;
4. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
5. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej;
6. Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu;
7. Polski Komitet Energii Elektrycznej;
8. Zarządca Rozliczeń S.A.;
9. Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa;
10. Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji;
11. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
12. Stowarzyszenie Klub Polskie Forum ISO – 14000.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (10 dni) następującym podmiotom:

- 1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

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

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

## 6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z 2021 r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
<b>Dochody ogółem</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wydatki ogółem</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Saldo ogółem</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Źródła finansowania	Nie dotyczy.											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Wpływ rynku mocy na sektor finansów publicznych został opisany w ocenie skutków regulacji do ustawy i nowelizacji.											

## 7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z 2021 r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Brak wpływu.
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Brak wpływu.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Brak wpływu.
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Brak wpływu.
Niemierzalne	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...	
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<input checked="" type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy Rozporządzenie nie ma bezpośredniego wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość. Wpływ rynku mocy na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość w ujęciu pieniężnym został opisany w ocenie skutków regulacji do ustawy.	
<b>8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu</b>		
<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy		
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	
Komentarz: Brak.		
<b>9. Wpływ na rynek pracy</b>		
Nie przewiduje się wpływu projektowanej regulacji na rynek pracy.		
<b>10. Wpływ na pozostałe obszary</b>		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie

Omówienie wpływu	Nie dotyczy.
<b>11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego</b>	
Projektowane rozporządzenie wejdzie w życie z pierwszym dniem miesiąca następującego po ogłoszeniu.	
<b>12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?</b>	
Nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.	
<b>13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)</b>	
Brak załączników.	