Polskie Sieci Elektroenergetyczne

KARTA AKTUALIZACJI

nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024

INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

w zakresie części:

IRiESP **–** ***Wprowadzenie***

IRiESP **–** ***Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci***

IRiESP **–** ***Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi***

~~PROJEKT~~

SPECYFIKACJA ZMIAN

wprowadzanych Kartą aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP)

IRiESP - Wprowadzenie

2. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

2.1. Wykaz skrótów i oznaczeń

Wprowadza się następujące skróty:

BG	–	MWE, dla którego paliwem pierwotnym jest biogaz

2.2. Wykaz aktów prawnych

Wprowadza się następujące akty prawne:

ustawa o podatku od towarów i usług	–	ustawa z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2024 r. poz. 361)

Aktualizuje się następujące akty prawne:

ustawa Prawo energetyczne	–	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.)
ustawa o energetyce jądrowej	–	ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2024 r. poz. 412, z późn. zm.)
ustawa o MFW	–	ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182)
ustawa o wysokosprawnej kogeneracji	–	ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2024r. poz. 639)
ustawa Prawo budowlane	–	ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2024 r. poz. 834)

2.4. Definicje stosowanych pojęć

Wprowadza się następujące definicje:

agregacja	–	Agregacja w rozumieniu art. 3 pkt 6e ustawy Prawo energetyczne, tj. działalność polegająca na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy MEE, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii

		elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej. Na potrzeby IRiESP w definicji agregacji uwzględnia się wyłącznie działalność prowadzoną w celu świadczenia usług systemowych~~.~~ na rzecz OSP.
agregator	–	Agregator w rozumieniu art. 3 pkt 6f ustawy Prawo energetyczne, tj. uczestnik rynku działający na rynku energii elektrycznej zajmujący się agregacją.
bieżący plan koordynacyjny dobowy czasu rzeczywistego (dalej również w skrócie „plan BPKD CR”)	–	Plan koordynacyjny przygotowany przez OSP z horyzontem planowania bliskim czasu rzeczywistego, z rozdzielczością planowania równą okresowi planowania czasu rzeczywistego (OPCR). Horyzont zintegrowanego procesu grafikowania (ZPG) z rozdzielczością planowania równą OPCR jest zmienny i nie dłuższy niż 2 godziny.
bieżący plan koordynacyjny dobowy dnia bieżącego (dalej również w skrócie „plan BPKD DB”)	–	Plan koordynacyjny przygotowany przez OSP dla doby handlowej d i doby handlowej d-1, jeżeli jest objęta zintegrowanym procesem grafikowania (ZPG), na podstawie wyników drugiej oraz kolejnych iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą okresowi rozliczania energii bilansującej (OREB).
linia bezpośrednia	–	Linia bezpośrednia w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy Prawo energetyczne, tj. linia elektroenergetyczna łącząca wydzielony MWE z wydzielonym odbiorcą, w celu bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, lub linia elektroenergetyczna łącząca MWE z przedsiębiorstwem energetycznym innym niż wytwarzające energię elektryczną w tym MWE, wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do ich własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących ich jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2023 r. poz. 120 z późn. zm.) lub do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tych przedsiębiorstw.
obszar sieci OSDp/OSDn	–	Obszar sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.
odpowiedź odbioru	–	Odpowiedź odbioru w rozumieniu art. 3 pkt 11j ustawy Prawo energetyczne, tj. zmiana zużycia energii elektrycznej odbiorcy końcowego w stosunku do jego zwykłego lub bieżącego zużycia energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub zachęty finansowe, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, złożonej indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia poboru po cenie obowiązującej na rynku zorganizowanym w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażającego art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 363 z 18.12.2014, str. 121, z późn. zm.).

ograniczenia sieciowe	–	Ograniczenia sieciowe w rozumieniu art. 3 pkt 23d ustawy Prawo energetyczne, tj. ograniczenia przesyłowe w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.
plan pracy	–	Planowana generacja mocy czynnej netto MWE lub MEE lub planowany pobór mocy czynnej netto MEE.
polecenie redysponowania	–	Polecenie~~, o którym mowa w art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne, tj. polecenie~~ wyłączenia redysponowanego zasobu lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez ~~redysponowany zasób~~MWE, lub ~~polecenie~~ zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ~~redysponowany zasób stanowiący~~ MEE, ~~podlegające~~mogące podlegać rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.
redysponowanie	–	Redysponowanie w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia 2019/943, tj. środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu.
redysponowanie nierynkowe	–	Redysponowanie, które nie opiera się na zasadach rynkowych.
redysponowany zasób	–	MWE typu FW, PV lub MWE, dla którego paliwem pierwotnym jest biogaz, a także przyłączony do sieci przesyłowej albo do sieci dystrybucyjnej 110 kV MEE ~~lub MWE, dla którego paliwem pierwotnym jest biogaz~~, któremu może być wydane polecenie redysponowania, zgodnie z art. 9c ust. 7a - 7p ustawy Prawo energetyczne.
usługi elastyczności	–	Usługi elastyczności w rozumieniu art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne, tj. usługi świadczone na rzecz OSD przez agregatora lub przez użytkowników systemu będących odbiorcami aktywnymi, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, których sieci, instalacje lub urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV, w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV.
usługi systemowe niedotyczące częstotliwości (dalej również w skrócie „usługi napięciowe”)	–	Usługi systemowe niedotyczące częstotliwości w rozumieniu art. 3 pkt 23f ustawy Prawo energetyczne, tj. 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 zwarciowego, e) zapewnienia zdolności do uruchomienia bez zasilania z systemu,

f) pracy w układzie wydzielonym oraz pracy wyspowej.

wydzielony MWE	–	Wydzielona jednostka wytwórcza w rozumieniu art. 3 pkt 11fa ustawy Prawo energetyczne, tj. jednostka wytwórcza, z której cała wytworzona energia elektryczna jest objęta bezpośrednim dostarczaniem energii elektrycznej do wydzielonego odbiorcy.
wydzielony odbiorca	–	Wydzielony odbiorca w rozumieniu art. 3 pkt 11fb ustawy Prawo energetyczne, tj. odbiorca, który nie jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej lub jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej w sposób uniemożliwiający wprowadzanie energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do tej sieci, lub spełnia warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w art. 7aa. ust. 3 ustawy Prawo energetyczne. ~~Na potrzeby IRiESP w definicji wydzielonego odbiorcy nie uwzględnia się odbiorcy, który nie jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej.~~

Aktualizuje się następujące definicje:

plan koordynacyjny dobowy (dalej również w skrócie „plan PKD”)	–	Plan koordynacyjny przygotowany przez OSP w dobie d-1 dla doby handlowej d na podstawie wyników pierwszej iteracji zintegrowanego procesu grafikowania (ZPG) z rozdzielczością planowania równą okresowi rozliczania energii bilansującej (OREB).
sieć dystrybucyjna	–	Sieć dystrybucyjna w rozumieniu art. 3 pkt 11b ustawy Prawo energetyczne, tj. sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD, z wyłączeniem linii bezpośrednich.
sieć przesyłowa	–	Sieć przesyłowa w rozumieniu art. 3 pkt 11a ustawy Prawo energetyczne, sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP, z wyłączeniem linii bezpośrednich.
usługi systemowe	–	Usługi systemowe w rozumieniu art. 3 pkt 23e ustawy Prawo energetyczne, tj. usługi świadczone na rzecz operatora systemu niezbędne do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym usługi bilansujące i usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, z wyłączeniem usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi aktywowanych poza zintegrowanym procesem grafikowania w rozumieniu art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195.

Wprowadza się rozdział 3. w brzmieniu:

3. ZESTAWIENIE ZAŁĄCZNIKÓW DO IRIESP

1. Integralną część IRiESP stanowią, zlokalizowane za częścią IRiESP - Bilansowanie, następujące załączniki:

   (1) do IRiESP - Korzystanie:

   (a) Załącznik nr K1 - Istotne postanowienia umowy przesyłania w zakresie umożliwiającym sprzedawcom sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do sieci OSP,

(b) Załącznik nr K2 - Zasady ustalania i prowadzenia rozliczeń rekompensat finansowych z tytułu redysponowania nierynkowego na polecenie OSP;

(2) do IRiESP - Bilansowanie:

(a) Załącznik nr B1 - Certyfikacja ORed i pozyskiwanie danych pomiarowo - rozliczeniowych dla ORed.

IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

2. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI

2.1. Zasady przyłączania do sieci przesyłowej

Pkt 1. i 2. otrzymują brzmienie:

1. Proces przyłączania do sieci przesyłowej dotyczy wytwórców, odbiorców, OSD i posiadaczy MEE, których urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane lub są przyłączone do sieci przesyłowej oraz dotyczy połączeń międzysystemowych.

2. Przyłączenie do sieci przesyłowej jest to fizyczne połączenie z tą siecią urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu ubiegającego się o przyłączenie (dalej również „wnioskodawca”), pod warunkiem spełnienia przez te urządzenia, instalacje lub sieci wymogów określonych w umowie o przyłączenie do sieci przesyłowej (dalej „umowa o przyłączenie”).

Pkt 5. otrzymuje brzmienie:

5. W przypadku połączenia międzysystemowego wymagane jest podpisanie z OSP umowy ustalającej zasady współpracy operatorów systemu prowadzących ruch tego połączenia.

Pkt 9. otrzymuje brzmienie:

9. OSP odmawia przyłączenia do sieci przesyłowej, jeżeli przyłączenie MWE do sieci może uniemożliwić przyłączenie mocy wytwórczych w wielkościach określonych zgodnie z art. 7 ust. 8d[11] ustawy Prawo energetyczne.

W pkt 11. pkt (3) otrzymuje brzmienie:

(3) przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji OZE;

W pkt 11. ostatni akapit otrzymuje brzmienie:

niezwłocznie powiadamia o odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, wraz z podaniem jej przyczyn. Jeżeli odmowa nastąpiła z przyczyn ekonomicznych, OSP w powiadomieniu podaje także szacowaną wysokość opłaty, o której mowa w art. 7 ust. 9 ustawy Prawo energetyczne, wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty. OSP, na żądanie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, w terminie 14 dni informuje ten podmiot o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem istotnych elementów nakładów inwestycyjnych przyjętych do kalkulacji tej opłaty.

W pkt 12. pkt (1), (3), (8), (9), (11) - (13) otrzymują brzmienie:

(1) złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci;

(3) wniesienie, w przypadku MFW, dla której wnioskodawca załączył do wniosku o określenie warunków przyłączenia oświadczenie o rezygnacji z pokrycia ujemnego salda, zabezpieczenia finansowego, o którym mowa w pkt **2.2.** 14.;

(8) zawarcie umowy przesyłania;

(9) odbiór przyłącza i przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci oraz, w przypadkach określonych w kodeksach sieci, wydanie pozwolenia na podanie napięcia (EON);

(11) wydanie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION), w przypadkach określonych w kodeksach sieci, wraz z pierwszym uruchomieniem urządzeń, instalacji lub sieci;

(12) przeprowadzenie testów wskazanych w umowie o przyłączenie potwierdzających spełnienie wymagań określonych w tej umowie;

(13) dokonanie przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci do sieci przesyłowej oraz w przypadkach określonych w kodeksach sieci, wydanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON).

Wprowadza się pkt 13. - 17. w brzmieniu:

13. Odbiorca przyłączony albo ubiegający się o przyłączenie do sieci przesyłowej, może pobierać energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej, bez konieczności składania wniosku o określenie warunków przyłączenia w tym zakresie, pod warunkiem, że:
    (1) linia ta została wpisana do wykazu linii bezpośrednich prowadzonego przez Prezesa URE;

    (2) urządzenia lub instalacje odbiorcy uniemożliwiają wprowadzanie do sieci przesyłowej energii elektrycznej dostarczanej odbiorcy za pośrednictwem linii bezpośredniej;

    (3) MWE, z którego dostarczana jest temu odbiorcy energia elektryczna za pośrednictwem linii bezpośredniej, spełnia wymagania techniczne wskazane w przepisach prawa oraz brak jest negatywnego wpływu tego MWE na pracę sieci przesyłowej.
14. W przypadku przyłączenia MWE lub MEE, moc przyłączeniowa tego MWE lub MEE może być mniejsza lub równa jego mocy zainstalowanej.
15. Do sieci przesyłowej, w jednym miejscu przyłączenia, można przyłączyć dwie lub większą liczbę instalacji OZE należących do jednego lub większej liczby podmiotów. Zasady tej nie stosuje się jeżeli miejscem przyłączenia instalacji OZE do sieci jest instalacja odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci przesyłowej.
16. Dla wszystkich instalacji OZE, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia, wydaje się jedne warunki przyłączenia oraz zawiera się jedną umowę o przyłączenie.
17. OSP pobiera opłaty za przekroczenie mocy przyłączeniowej lub za nieuprawnione wprowadzenie energii elektrycznej do sieci przesyłowej przez wydzielonego odbiorcę korzystającego z linii bezpośredniej, w wysokości odpowiadającej opłacie za nielegalny pobór energii elektrycznej względem nadmiarowej ilości energii elektrycznej, która została wprowadzona do sieci przesyłowej w wyniku przekroczenia.

2.2. Wniosek o określenie warunków przyłączenia

W pkt 3. pkt (8) i (10) otrzymują brzmienie:

(8) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku, z wyłączeniem przypadku obiektów, dla których zgodnie z przepisami prawa dokument ten nie jest wymagany;

(10) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą użytkowane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów, a w przypadku urządzeń lub instalacji lokalizowanych w polskim obszarze morskim współrzędne geograficzne obszaru, na którym planowane jest ich usytuowanie;

W pkt 3. wprowadza się pkt (14) w brzmieniu:

(14) w przypadku podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci przesyłowej MWE wykorzystującego do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, który jednocześnie ubiega się o przyłączenie do sieci gazowej, wskazanie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, do

którego składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej.

W pkt 4. pkt (1) i (4) otrzymują brzmienie:

(1) liczbę przyłączanych urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej wchodzących w skład MWE, moc dyspozycyjną, osiągalną, zainstalowaną i pozorną MWE, moc maksymalną, o której mowa w art. 2 pkt 16 NC RfG, zakres dopuszczalnych zmian obciążeń tych MWE (lub ich grup), maksymalną roczną ilość wytwarzanej energii elektrycznej i ilość tej energii dostarczanej do sieci;

(4) planowany topograficzny schemat wewnętrzny MWE (z uwzględnieniem urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej, połączeń wewnętrznych, zasilania podstawowego i rezerwowego potrzeb ogólnych elektrowni i potrzeb własnych MWE wraz z infrastrukturą techniczną służącą do wprowadzania lub pobierania energii z sieci);

W pkt 5. pkt (6), (8), (9) i (14) otrzymują brzmienie:

(6) moc maksymalną, która może być pobierana z sieci przez MEE;

(8) planowaną maksymalną roczną ilość energii elektrycznej pobieraną z sieci oraz oddawaną do sieci przez MEE;

(9) dopuszczalną szybkość zmian obciążenia, oddzielnie dla pobierania energii elektrycznej z sieci oraz oddawania do sieci przez MEE;

(14) stopień skompensowania mocy biernej związanej z odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne MEE oraz pobieraniem i oddawaniem energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej;

Po pkt 5. wprowadza się pkt (6) - (9) w brzmieniu:

6. W przypadku przyłączenia do sieci przesyłowej, w jednym miejscu przyłączenia, dwóch lub większej liczby instalacji OZE, we wniosku o określenie warunków przyłączenia stosuje się następujące zasady:

(1) moc przyłączeniową określa się łącznie dla wszystkich instalacji OZE planowanych do przyłączenia w jednym miejscu przyłączenia;

(2) planowany schemat elektryczny jednokreskowy przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, powinien zawierać oznaczenie miejsc zainstalowania układów pomiarowo - rozliczeniowych umożliwiających pomiar ilości energii elektrycznej oddanej do sieci i pobranej z sieci przez każdą z instalacji OZE.

7. W przypadku gdy moc przyłączeniowa jest niższa niż suma mocy zainstalowanej, podmiot dołącza do wniosku o określenie warunków przyłączenia:

(1) opis sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej;

(2) oświadczenie, że wnioskodawca zobowiązuje się do nieprzekraczania, określonej we wniosku mocy przyłączeniowej w miejscu przyłączenia do sieci przesyłowej, a w przypadku przekroczenia tej mocy, przyjmuje do wiadomości, że OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej albo całkowicie wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej, bez wypłaty rekompensat oraz bez ponoszenia odpowiedzialności za skutki tych ograniczeń.

8. Zmiana parametrów urządzeń lub instalacji objętych umową o przyłączenie lub umową przesyłania, w tym zwiększenie ich mocy zainstalowanej, nie wymaga złożenia do OSP wniosku o określenie warunków przyłączenia, o ile zostaną spełnione łącznie poniższe warunki:

   (1) nie dotyczy przypadku przyłączania kolejnej instalacji OZE w tym samym (jednym) miejscu przyłączenia, w którym przyłączona jest inna instalacja OZE;

   (2) zmiana parametrów urządzeń lub instalacji nie powoduje zwiększenia mocy przyłączeniowej;

   (3) nie ulega zmianie rodzaj technologii urządzeń lub instalacji, w tym dotychczasowe warunki i parametry techniczne pracy tych urządzeń lub instalacji, z których energia elektryczna będzie dostarczana do sieci lub przez które będzie pobierana z tej sieci;

   (4) podmiot ubiegający się o przyłączenie lub przyłączony do sieci:

      (a) złoży do OSP oświadczenie, że zobowiązuje się do nieprzekraczania w miejscu przyłączenia do sieci, określonej przez OSP mocy przyłączeniowej oraz, że w przypadku przekroczenia tej mocy, przyjmuje do wiadomości, że OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej, w tym całkowicie wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej, bez wypłaty rekompensat oraz bez ponoszenia odpowiedzialności za skutki tych ograniczeń,

      (b) złoży do OSP, odpowiednią do przypadku ~~analizę, potwierdzającą~~, oświadczenie potwierdzające możliwość spełnienia wymagań wynikających z dotychczas wydanych warunków przyłączenia lub ~~potwierdzającą zdolność techniczną~~opis sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej,

      (c) zawrze z OSP aneks do umowy o przyłączenie lub umowy przesyłania regulujący kwestie określone w pkt **2.4.** 3. (20),

      (d) złoży do OSP dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja, z wyłączeniem przypadku obiektów, dla których zgodnie z przepisami prawa dokument ten nie jest wymagany,

      (e) złoży do OSP:

         – wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości, na której jest planowana inwestycja, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo

         – w przypadku obiektu energetyki jądrowej, decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy o energetyce jądrowej, jeżeli przepisy prawa tak stanowią, albo

         – w przypadku MFW, pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, wydane zgodnie z przepisami ustawy o obszarach morskich RP.

9. W przypadku przyłączenia do sieci przesyłowej, w jednym miejscu przyłączenia, dwóch lub większej liczby instalacji OZE, do których tytuły prawne posiadają różne podmioty, wniosek o określenie warunków przyłączenia składa jeden z tych podmiotów. Do wniosku, zawierającego dane i informacje, o których mowa w pkt 3. i 4., należy dodatkowo dołączyć:

(1) porozumienie zawarte przez wszystkie podmioty, których instalacje są objęte wnioskiem o określenie warunków przyłączenia, określające w szczególności:

(a) strony porozumienia wraz z danymi umożliwiającymi ich identyfikację oraz przyporządkowanie przyłączanych instalacji OZE do stron porozumienia, w szczególności:

– imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy,

– lokalizację i moc zainstalowaną instalacji OZE,

– podpis osoby upoważnionej do reprezentowania wytwórcy, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy,

(b) stronę porozumienia, która we własnym imieniu zawiera umowę o przyłączenie oraz umowę przesyłania lub umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dla wszystkich przyłączonych i planowanych do przyłączenia instalacji OZE,

(c) zasady wspólnej realizacji uprawnień i obowiązków wynikających z warunków przyłączenia, umowy o przyłączenie oraz umowy przesyłania lub umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,

(d) zasady współdzielenia zespołów urządzeń służących do wyprowadzania mocy do miejsca rozgraniczenia własności sieci OSP i instalacji podmiotu przyłączanego,

(e) zasady współpracy z podmiotem będącym stroną umowy przesyłania lub umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej w realizacji jego obowiązków określonych w art. 9j ust. 7 ustawy Prawo energetyczne,

(f) zasady rozdziału środków otrzymanych, w ramach rekompensaty finansowej, w przypadku zastosowania przez OSP redysponowania, o którym mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, pomiędzy stronami porozumienia,

(g) lokalizację punktów pomiarowych właściwych dla poszczególnych instalacji OZE;

(2) dokumenty potwierdzające tytuły prawne do korzystania z nieruchomości, na których będą realizowane wszystkie instalacje OZE określone we wniosku o określenie warunków przyłączenia;

(3) zobowiązanie każdej ze stron porozumienia, do montażu urządzeń i automatyk uniemożliwiających przekroczenie mocy przyłączeniowej, w przypadku gdy moc przyłączeniowa jest mniejsza niż suma mocy zainstalowanej instalacji OZE;

(4) upoważnienie dla strony porozumienia, o której mowa w pkt (1) (b), do reprezentowania wszystkich stron porozumienia przed OSP oraz Prezesem URE w sprawach wynikających z treści tego porozumienia;

(5) zobowiązanie każdej ze stron porozumienia do przestrzegania IRiESP, rozporządzenia systemowego, kodeksów sieci oraz TCM dotyczących wymagań technicznych stawianych MWE;

(6) oświadczenie każdej ze stron porozumienia o przyjęciu wraz z pozostałymi stronami porozumienia solidarnej odpowiedzialności wobec OSP z tytułu przekroczenia mocy przyłączeniowej;

(7) oświadczenie każdej ze stron porozumienia, o którym mowa w art. 7 ust. 3de pkt 7 ustawy Prawo energetyczne;

(8) planowany schemat elektryczny jednokreskowy przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, który powinien zawierać oznaczenie planowanych miejsc zainstalowania układów pomiarowo - rozliczeniowych umożliwiających pomiar ilości energii elektrycznej oddanej do i pobranej z sieci przesyłowej przez każdą z instalacji OZE, ze wskazaniem podmiotu odpowiedzialnego za ich instalację oraz z zaznaczeniem granic własności urządzeń, instalacji lub sieci pomiędzy poszczególnymi instalacjami OZE, należącymi do każdej ze stron porozumienia.

Dotychczasowe pkt 6. - 10. otrzymują odpowiednio oznaczenie 10. - 14, jednocześnie pkt 14. według nowej numeracji otrzymuje brzmienie:

14. Podmiot ubiegający się o przyłączenie MFW do sieci, który do wniosku o określenie warunków przyłączenia załączył oświadczenie o rezygnacji z pokrycia ujemnego salda, wnosi w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, oprócz zaliczki, o której mowa w pkt 9., zabezpieczenie wykonania zobowiązań wytwórcy wynikających z warunków przyłączenia, w wysokości 60 zł (brutto) za każdy kilowat mocy przyłączeniowej wskazanej we wniosku o określenie warunków przyłączenia (dalej „zabezpieczenie finansowe"), w formie określonej w pkt **2.3.** 1. (7).

2.3. Warunki przyłączenia i procedura ich określania

W pkt 1. pkt (4) i (5) otrzymują brzmienie:

(4) w terminie 14 dni od daty złożenia wniosku, wnioskodawca ubiegający się o przyłączenie MWE lub MEE do sieci wnosi zaliczkę, o której mowa w pkt **2.2.** 13., na poczet opłaty za przyłączenie, na rachunek bankowy OSP wskazany we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego OSP. Zaliczka nie może być wniesiona przez podmiot trzeci na rzecz wnioskodawcy;

(5) wnioskodawca w dniu dokonania przelewu zaliczki lub w dniu następującym po tej dacie przesyła OSP, potwierdzony przez bank dowód dokonania przelewu zaliczki pocztą elektroniczną na adres wskazany we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia lub dostarcza OSP ten dowód;

W pkt 1. pierwsze zdanie pkt (7) otrzymuje brzmienie:

(7) w przypadku ubiegania się o przyłączenie MFW do sieci, wnioskodawca, w terminie 14 dni od daty złożenia wniosku, wnosi zabezpieczenie finansowe w formie:

W pkt 1. pkt (8) - (12) otrzymują brzmienie:

(8) OSP zapewnia wykonanie ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, której wyniki są podstawą do określenia przez OSP warunków przyłączenia lub wstępnych warunków przyłączenia. Kryteria oceny ekspertyzy określa pkt **7.4.3.**;

(9) OSP może wydać warunki przyłączenia dla MWE, sieci dystrybucyjnej lub MEE, przewidujące brak gwarancji niezawodnych dostaw energii:

(a) w przypadku stwierdzenia, na podstawie wykonanej ekspertyzy, braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci, w terminie rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej do sieci lub jej poboru z sieci, proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, oraz

(b) pod warunkiem, że rozbudowa sieci przesyłowej mająca zapewnić te zdolności została ujęta w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju, o którym mowa w pkt **7.1.**, z terminem realizacji zapewniającym co najmniej możliwość przyłączenia do sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci;

(10) OSP wydaje warunki przyłączenia lub wstępne warunki przyłączenia w terminie 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, a w przypadku przyłączania do sieci:

(a) MWE lub MEE - od dnia złożenia wniosku albo wniesienia zaliczki, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później,

(b) MFW, dla której wnioskodawca złożył oświadczenie o rezygnacji z pokrycia ujemnego salda - od dnia złożenia wniosku albo wniesienia zaliczki, albo wniesienia zabezpieczenia finansowego, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi najpóźniej.

Do terminu na wydanie warunków przyłączenia lub wstępnych warunków przyłączenia nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa na dokonanie określonych czynności, terminów na uzupełnienie wniosku o wydanie warunków przyłączenia, okresów opóźnień spowodowanych z winy wnioskodawcy albo z przyczyn niezależnych od OSP;

(11) OSP, w szczególnie uzasadnionych przypadkach, może przedłużyć termin określony w pkt (10) o maksymalnie 75 dni;

(12) OSP realizuje również działania, o których mowa w pkt 18. i 19.

Pkt 2. i 3.otrzymują brzmienie:

2. Warunki przyłączenia są ważne przez dwa lata od dnia ich doręczenia, z zastrzeżeniem wyjątków przewidzianych przepisami prawa. W okresie ich ważności, warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSP do zawarcia umowy o przyłączenie, z zastrzeżeniem, że w przypadku podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci przesyłowej MWE wykorzystującego do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, który jednocześnie ubiega się o przyłączenie do sieci gazowej, brak technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia lub utrata ważności warunków przyłączenia wydanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, wyłącza obowiązek OSP do wydania warunków przyłączenia, a w przypadku ich wydania, do zawarcia umowy o przyłączenie.

Postanowienie zdania drugiego nie ma zastosowania do wstępnych warunków przyłączenia.

3. Na wniosek wytwórcy ubiegającego się o przyłączenie MFW do sieci, złożony do OSP nie później niż 2 miesiące przed upływem okresu ważności wstępnych warunków przyłączenia, okres ważności wstępnych warunków przyłączenia ulega przedłużeniu o 2 lata. OSP potwierdza w formie pisemnej złożenie powyższego wniosku, wskazując w tym potwierdzeniu w szczególności termin ważności wstępnych warunków przyłączenia.

W pkt 6. pkt (1) otrzymuje brzmienie:

(1) OSP odmówi wydania warunków przyłączenia, wstępnych warunków przyłączenia lub zawarcia umowy o przyłączenie z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia, dokonuje zwrotu pobranej zaliczki i złożonego zabezpieczenia finansowego;

W pkt 11. pkt (1) otrzymuje brzmienie:

(1) zrealizowania przez wytwórcę ubiegającego się o przyłączenie do sieci, wszystkich zobowiązań wynikających z umowy o przyłączenie;

Pkt 13. otrzymuje brzmienie:

13. Zabezpieczenie finansowe podlega zatrzymaniu w przypadku:
(1) gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci odmówi zawarcia umowy o przyłączenie;
(2) rozwiązania albo odstąpienia od umowy o przyłączenie, z zastrzeżeniem przypadku, w którym podlega ono zwrotowi, zgodnie z pkt 11. (2).

W pkt 15. pierwsze zdanie otrzymuje brzmienie:

15. Wydane wytwórcy i pozostające w mocy wstępne warunki przyłączenia MFW, stają się warunkami przyłączenia ważnymi przez 2 lata od dnia:

W pkt 16. pkt (9) i (22) otrzymują brzmienie:

(9) dane znamionowe urządzeń, instalacji lub sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy, a także dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej;
(22) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci OSP i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego, z wyłączeniem przypadku, gdy wydawane są wstępne warunki przyłączenia;

W pkt 16. po pkt (25) wprowadza się pkt (26) w brzmieniu:

(26) w przypadku MWE lub MEE, których moc przyłączeniowa jest mniejsza od jego mocy zainstalowanej - sposób zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej.

Pkt 18. otrzymuje brzmienie:

18. W przypadku gdy OSP odmówi przyłączenia do sieci instalacji OZE z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci, w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie instalacji OZE do sieci, OSP powiadamia ten podmiot w formie pisemnej o planowanym terminie oraz warunkach wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa przewidywany termin przyłączenia.

W pkt 19. odwołanie do pkt 1. (9) zastępuje się odwołaniem do pkt 1. (10).

Pkt 21. otrzymuje brzmienie:

21. Określenia nowych warunków przyłączenia do sieci wymaga każdorazowo:
(1) zwiększenie przez podmiot przyłączany lub przyłączony do sieci przesyłowej zapotrzebowania na moc przyłączeniową;
(2) zmiana dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji lub sieci przyłączonego podmiotu, z zastrzeżeniem postanowień pkt **2.2.** 8.

2.4. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej

Pkt 1. otrzymuje brzmienie:

1. W okresie ważności warunków przyłączenia, OSP jest obowiązany do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej (dalej „umowa o przyłączenie") z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia, a podmiot ubiegający się o zawarcie powyższej umowy posiada tytuł prawny do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia, do których ma być dostarczana energia elektryczna, z wyłączeniem źródeł lokalizowanych w polskim obszarze morskim.

W pkt 3. pkt (9) otrzymuje brzmienie:

(9) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSP i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego;

W pkt 3. po pkt (19) wprowadza się pkt (20) i (21) w brzmieniu:

(20) w przypadku MWE lub MEE, których moc przyłączeniowa jest mniejsza od mocy zainstalowanej:

(a) sposób zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej oraz zasady przeprowadzania testów prawidłowego działania tych zabezpieczeń,

(b) prawo OSP do odmowy przyłączenia do sieci albo prawo do odłączenia od sieci MWE lub MEE, w przypadku braku zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej lub braku zapewnienia ich skutecznego działania,

(c) prawo OSP do wydania polecenia ograniczenia mocy wprowadzanej do lub pobieranej z sieci przesyłowej przez MWE lub MEE, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym bez wypłaty rekompensat z tego tytułu na rzecz podmiotu przyłączanego do sieci, w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej,

(d) postanowienia, że koszt zakupu i zainstalowania urządzeń i automatyk służących do zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej ponoszą podmioty przyłączane do sieci,

(e) prawo OSP do nadzoru nad pracą urządzeń i automatyk służących do zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej, w szczególności do zabezpieczenia tych urządzeń i automatyk w sposób uniemożliwiający zmianę ich nastaw;

(21) w przypadku MEE, a także MWE lub urządzenia odbiorcy końcowego, jeżeli MEE stanowi część tego MWE lub urządzenia odbiorcy końcowego - parametry MEE, w szczególności łączną moc zainstalowaną MEE, pojemność nominalną i sprawność MEE.

W pkt 3. skreśla się ostatni akapit.

Po pkt 3. wprowadza się pkt 4. - 7. w brzmieniu:

4. Umowa o przyłączenie MWE, sieci dystrybucyjnej lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera postanowienia uprawniające OSP do wydawania poleceń, przy czym w przypadku MWE lub MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, do wydawania poleceń za pośrednictwem OSD prowadzącego ruch tej sieci, w zakresie zmniejszenia mocy

wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania (ORN), w celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku prognozowanego przez OSP wytwarzania energii elektrycznej w ilości odpowiednio przekraczającej zapotrzebowanie na tę energię lub niewystarczającej do zaspokojenia zapotrzebowania na tę energię. W takim przypadku OSP nie ponosi odpowiedzialności z tytułu wydanego polecenia, w tym nie wypłaca z tego tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w zakresie mocy MWE lub MEE, dla której jednocześnie spełnione są następujące warunki:

(1) moc nie jest objęta ofertą na energię bilansującą w ramach rynku bilansującego (RB), oraz

(2) moc nie jest objęta umowami sprzedaży energii elektrycznej (USE).

Uznaje się, że moc odpowiednio MWE lub MEE, której dotyczy polecenie OSP zmniejszenia mocy wprowadzanej albo pobieranej, nie jest objęta USE w części w jakiej ta moc nie jest pokryta niezbilansowaniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego MWE lub MEE, odpowiednio w kierunku odbioru energii z RB albo dostawy energii na RB. W przypadku gdy polecenie OSP dotyczy odpowiednio MWE lub MEE, i innych obiektów bilansowanych przez POB tego MWE lub MEE i wielkość niezbilansowania POB odpowiednio w kierunku odbioru energii z RB albo dostawy energii na RB nie pokrywa sumy mocy, których dotyczą polecenia OSP odpowiednio zmniejszenia mocy wprowadzanej albo pobieranej, to moc nieobjęta USE dla MWE lub MEE i pozostałych obiektów jest wyznaczana do wielkości niezbilansowania POB, proporcjonalnie do mocy poleceń OSP dla poszczególnych obiektów, chyba że podmiot dysponujący MWE lub MEE przekaże inny niż proporcjonalny współczynnik udziału, który wraz ze współczynnikami potwierdzonymi przez POB, przekazanymi przez podmiot dysponujący tym MWE lub MEE, dotyczącymi użytkowników pozostałych obiektów, o których mowa powyżej, będą sumować się do jedności.

5. W przypadku, o którym mowa w pkt **2.3.** 1. (9), umowa o przyłączenie MWE, sieci dystrybucyjnych lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera postanowienia uprawniające OSP do wydawania poleceń, przy czym w przypadku sieci dystrybucyjnej do wydawania poleceń za pośrednictwem OSD prowadzącego ruch tej sieci, w zakresie zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych ORN, w celu uniknięcia prognozowanego przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, na który wpływ ma praca danej~~go~~ MWE lub MEE w warunkach braku rozbudowy sieci ujętej w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju, o którym mowa w pkt **7.1.**, w zakresie określonym w warunkach przyłączenia. W takim przypadku OSP nie ponosi odpowiedzialności z tytułu wydanego polecenia, w tym nie wypłaca z tego tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.

6. W przypadku wydania przez OSP polecenia, o którym mowa w pkt 4. ~~-~~ i ~~-~~ 5. oraz pkt 3. (20) (c~~)~~), gdy nie dojdzie do jego wykonania~~, niezależnie od przyczyny~~, umowa o przyłączenie zawiera postanowienia zobowiązujące podmiot przyłączony do sieci do zapłaty na rzecz OSP (za ~~-~~ pośrednictwem OSD w przypadku MWE lub MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej~~),~~ ~~w terminie 14 dni od daty wezwania:~~):

(1) w przypadku wydania polecenia, o którym mowa w pkt 4. - kosztów wyznaczonych dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie OSP, jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia OSP oraz dodatniej wartości ceny stosowanej do rozliczenia energii niezbilansowania, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania;

(2) w przypadku wydania polecenia, o którym mowa w pkt 5. i pkt 3. (20) (c) - kosztów wyznaczonych dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie OSP, jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia OSP oraz dodatniej wartości ceny będącej różnicą pomiędzy najwyższą ceną, według której jest rozliczona energia bilansująca dostarczona na ~~rynku bilansującym~~RB w danym ORN, a najniższą ceną, według której jest rozliczona energia bilansująca odebrana z RB w danym ORN, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania.

7. W przypadkach, o których mowa w pkt 4. i 5. oraz pkt 3 (20) (c) umowa o przyłączenie MWE, sieci dystrybucyjnych lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, o akceptacji umowy niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

Dotychczasowe pkt 4. - 5. otrzymują odpowiednio oznaczenie 8. - 9 i brzmienie:

8. Umowa o przyłączenie instalacji OZE, oprócz postanowień dedykowanych MWE:

(1) określa termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci przesyłowej energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, oraz

(2) zawiera postanowienia odnośnie do niedostarczenia po raz pierwszy do sieci przesyłowej energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, w terminie, o którym mowa w pkt (1), jako przesłanki stanowiącej podstawę wypowiedzenia umowy o przyłączenie.

W odniesieniu do instalacji OZE, innych niż wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru na morzu, termin ten nie może być dłuższy niż 48 miesięcy.

9. Umowa o przyłączenie MWE, wykorzystującego do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, który jednocześnie ubiega się o przyłączenie lub jest przyłączany do sieci gazowej, oprócz postanowień dedykowanych MWE, zawiera postanowienia uprawniające strony umowy o przyłączenie do wypowiedzenia tej umowy w przypadku:

(1) odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, albo

(2) utraty ważności warunków przyłączenia do sieci gazowej wydanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych,

w terminie 3 miesięcy od dnia otrzymania od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, informacji w formie pisemnej o odmowie wydania warunków przyłączenia albo utraty ważności tych warunków.

W przypadku wypowiedzenia umowy o przyłączenie, podmiot przyłączany jest obowiązany zwrócić OSP nakłady poniesione przez OSP w związku z realizacją umowy o przyłączenie, pomniejszone o wysokość zaliczki wniesionej na poczet opłaty za przyłączenie.

Po pkt 9. wprowadza się pkt 10. w brzmieniu:

10. W przypadku przyłączania do sieci przesyłowej w jednym miejscu przyłączenia dwóch lub większej liczby instalacji OZE umowa o przyłączenie, oprócz postanowień dedykowanych MWE, określa wymagania dotyczące lokalizacji oraz parametrów technicznych układów pomiarowo - rozliczeniowych umożliwiających pomiar ilości energii elektrycznej oddanej do i pobranej z sieci przesyłowej przez każdą z instalacji OZE, przyłączonych w jednym miejscu przyłączenia na podstawie tej umowy.

Dotychczasowe pkt 6. - 9. otrzymują odpowiednio oznaczenie 11. - 14.

2.5. Uzgadnianie warunków przyłączenia do sieci oraz zakresu i warunków wykonania ekspertyzy

Pkt 3., 4. i 7. otrzymują brzmienie:

3. Dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji lub sieci innych niż MFW oraz dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie MFW do sieci, które złożyły oświadczenie o rezygnacji z pokrycia ujemnego salda, w sporządzanej ekspertyzie uwzględnia się art. 7 ust. 8e[1] ustawy Prawo energetyczne.

4. W przypadku~~,~~ gdy w miejscu przyłączenia do sieci, w którym moc przyłączeniowa jest mniejsza od mocy zainstalowanej, w sporządzanej ekspertyzie uwzględnia się tylko taką moc, jaka może zostać wprowadzona do sieci w związku z opisanymi we wniosku o określenie warunków przyłączenia urządzeniami służącymi do zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej.

7. OSDn albo przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem w przypadku, o którym mowa w pkt 1., dokonuje uzgodnień z OSP za pośrednictwem OSDp, z którego siecią ten OSDn lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

W pkt 14. drugie zdanie otrzymuje brzmienie:

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w formie elektronicznej na nośniku danych.

3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ, INSTALACJI LUB SIECI

3.1. Postanowienia ogólne

W pkt 5. pierwsze zdanie otrzymuje brzmienie:

5. Urządzenia, instalacje lub sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci, powinny spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

3.3. Wymagania i zalecenia techniczne dla urządzeń, instalacji lub sieci wytwórców

3.3.2. Testy sprawdzające parametry mocowe MWE przyłączonych do sieci będącej własnością OSP

Tytuł pkt **3.3.2.** otrzymuje brzmienie:

3.3.2. Testy sprawdzające parametry mocowe MWE przyłączonych do sieci OSP

3.5. Wymagania dla MEE przyłączonych przez układy energoelektroniczne do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym

3.5.3. Zdolność MEE do generacji i poboru mocy biernej

W opisie na rysunku 3.5.3. 1. słowo *„Wyprzedzenie”* zostaje zastąpione słowem *„Pobór”* a słowo *„Opóźnienie”* zostaje zastąpione słowem *„Generacja”.*

4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA INFRASTRUKTURY POMOCNICZEJ

4.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowych energii elektrycznej

Pkt 3. otrzymuje brzmienie:

3. Układy pomiarowe bilansowo - kontrolne zainstalowane w sieci przesyłowej powinny umożliwiać bilansowanie obiektów i obszarów sieciowych w podziale na poszczególne poziomy napięć. Układy te powinny być w posiadaniu OSP i spełniać wymagania określone w rozporządzeniu w sprawie systemu pomiarowego, jak dla układów pomiarowo - rozliczeniowych kategorii odpowiedniej dla poziomu napięcia bilansowanego obiektu lub obszaru sieciowego, z wyłączeniem wymagania instalowania układów pomiarowo - rozliczeniowych rezerwowych.

Pkt 6. otrzymuje brzmienie:

6. Układy pomiarowo - rozliczeniowe powinny zapewniać możliwość podłączenia co najmniej dwóch kanałów transmisji danych, do systemu zdalnego odczytu OSP, spełniających wymagania określone w pkt **4.4.** 15., z wyjątkiem układów, o których mowa w pkt 7. (7), (10) i (12), dla których wymagane jest zapewnienie możliwości podłączenia co najmniej jednego kanału transmisji danych.

W pkt 7. po pkt (11) wprowadza się pkt (12) w brzmieniu:

(12) w polach linii bezpośrednich, w sposób umożliwiający określenie ilości energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią.

4.2. Wymagania techniczne dla systemów pomiarowo - rozliczeniowych

W pkt 8. pkt (1) otrzymuje brzmienie:

(1) układów pomiarowo - rozliczeniowych podstawowych, o których mowa w pkt **4.1.** 7. (1) - (5), (8), (10) i (12), do systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, a następnie do systemu pomiarowo - rozliczeniowego OSP;

5. DEDYKOWANE SYSTEMY TELEINFORMATYCZNE WYKORZYSTYWANE PRZEZ OSP

5.1. Postanowienia ogólne

W pkt 1. (6) po pkt (c) wprowadza się pkt (d) i (e) w brzmieniu:

(d) portalu usług systemowych i działań interwencyjnych (portal PSDI) - dedykowanego do wymiany danych i informacji pomiędzy:

- OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu,
- OSDp i OSP na potrzeby koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych niedotyczących częstotliwości i usług elastyczności, mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV,

(e) portalu Wnioski OZE dla wytwórcy (portal WOZE) - dedykowanego do wymiany danych i informacji pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu.

5.7. Portale wykorzystywane do wymiany informacji

5.7.1. Portal partnera biznesowego (portal PPB)

W pkt 3. po pkt (4) wprowadza się pkt (5) i (6) w brzmieniu:

(5) portalu usług systemowych i działań interwencyjnych (portal PSDI);

(6) portalu Wnioski OZE dla wytwórcy (portal~~u~~ WOZE).

5.7.4. Portal SOWE

Po pkt **5.7.4.** wprowadza się pkt **5.7.5.** w brzmieniu:

5.7.5. Portal PSDI i portal WOZE

1. Portal PSDI jest dedykowany do wymiany danych i informacji pomiędzy:
   (1) OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, na potrzeby parametryzacji oraz rozliczania poleceń redysponowania wydanych przez OSP, o których mowa w pkt **11.4.** IRiESP - Korzystanie;
   (2) OSDp i OSP, na potrzeby koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych niedotyczących częstotliwości i usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w pkt **1.8.** i **1.9.** IRiESP - Bilansowanie.
2. Portal PSDI służy w szczególności do:
   (1) obsługi przez OSDp wniosków o rekompensatę złożonych przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn;
   (2) przekazywania przez OSDp informacji rozliczeniowych do właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn;
   (3) przekazywania przez OSDp do OSP raportu z rekompensat i raportu z opłat za niewykonanie poleceń redysponowania;
   (4) składania i rozpatrywania reklamacji w zakresie, o którym mowa w pkt (1) - (2);
   (5) przekazywania przez OSDp do OSP:
      (a) dostępnego potencjału regulacji mocy biernej,
      (b) informacji o wyczerpaniu możliwości regulacji napięć,

      w węzłach 110 kV innych niż węzły NN/110 kV;
   (6) przekazywania przez OSDp do OSP:
      (a) wykazu zasobów świadczących na rzecz OSDp usług~~ę~~i elastyczności oraz zasobów będących w procesie kwalifikacji do świadczenia tej usługi,
      (b) dostępnych wolumenów i cen zmian generacji mocy czynnej oraz zużycia energii elektrycznej w ramach świadczonych na rzecz tego OSDp usług elastyczności,
      (c) maksymalnej i minimalnej sumarycznej dopuszczalnej wielkości mocy generowanej w węzłach 110/SN,
      (d) sumarycznego zapotrzebowania na moc instalacji odbiorczych w węzłach 110/SN,
      (e) wolumenu planowanych i aktywowanych usług elastyczności,

(f) informacji o wolumenie energii elektrycznej jaki jest wymagany do zachowania bilansu mocy, w przypadku gdy OSD z powodu niewystarczalności zasobów nie mógł spełnić warunku neutralnego wpływu działań dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE,

(g) sprawozdania z monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE.

3. Portal WOZE jest dedykowany do wymiany danych i informacji pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, w zakresie wniosków o wypłatę rekompensaty za redysponowanie nierynkowe.

4. Portal WOZE służy w szczególności do:

(1) składania, przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej lub obszaru sieci OSDp/OSDn, wniosków o wypłatę rekompensaty za ~~nierynkowe~~ redysponowanie nierynkowe (dalej „wniosek o rekompensatę");

(2) obsługi przez OSP wniosków o rekompensatę złożonych przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej;

(3) przekazywania przez OSP, do właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej:

(a) informacji rozliczeniowych,

(b) not obciążeniowych za niewykonanie polecenia redysponowania;

w tym składania i rozpatrywania reklamacji w powyższym zakresie.

5. Portal PSDI i portal WOZE jest udostępniany dedykowanym reprezentantom OSP, OSDp i właścicieli redysponowanych zasobów.

6. Dostęp do portalu PSDI i portalu WOZE jest realizowany poprzez przeglądarkę internetową, z wykorzystaniem portalu PPB, o którym mowa w pkt **5.7.1.**

7. Dostęp do portalu PSDI i portalu WOZE określa regulamin świadczenia usług drogą elektroniczną w ramach portalu PPB, publikowany na stronie internetowej OSP.

8. OSP udostępni portal WOZE z dniem wejścia w życie zmiany IRiESP wprowadzonej Kartą aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024. Jeżeli korzystanie z portalu WOZE będzie wymagało wymiany dokumentów w postaci elektronicznej, OSP z co najmniej 90 dniowym wyprzedzeniem opublikuje o tym informację na stronie internetowej OSP wraz ze standardami wymiany danych, w tym specyfikacją techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu WOZE.

9. Portal PSDI będzie wdrażany etapowo, a w poszczególnych etapach wdrażane będą jedna albo więcej funkcjonalności, o których mowa w pkt 2. OSP opublikuje na stronie internetowej OSP informację o terminie wdrażania danego etapu i standardy wymiany danych, w tym specyfikację techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu PSDI z co najmniej 90 dniowym wyprzedzeniem, w stosunku do daty wdrożenia zmian w danym etapie.

6. KORZYSTANIE Z SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

6.7. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

W pkt 4. pkt (2) otrzymuje brzmienie:

(2) określenia lokalizacji, rodzaju i łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE, w którym została wytworzona energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii;

7. PLANOWANIE ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ I SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 kV

7.1. Postanowienia ogólne w zakresie planowania rozwoju sieci

Pkt 3. - 5. otrzymują brzmienie:

3. Plan rozwoju obejmuje zakres przedmiotowy tego planu określony w art. 16 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne.

4. OSP sporządza plan rozwoju na okres 10 lat, który obejmuje dodatkowo prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na okres nie krótszy niż 15 lat. Plan rozwoju podlega aktualizacji co 2 lata.

5. OSP przedkłada Prezesowi URE do uzgodnienia projekt planu rozwoju lub projekt aktualizacji planu rozwoju, do dnia 30 kwietnia, po przeprowadzeniu konsultacji z zainteresowanymi stronami, wraz z raportem z tych konsultacji.

W pkt 7. pkt (3) otrzymuje brzmienie:

(3) termin przewidziany na zgłaszanie uwag nie może być krótszy niż określony w art. 16 ust. 15 ustawy Prawo energetyczne, tj. 21 dni od dnia opublikowania powyższych projektów i komunikatu, przy czym OSP opracowując zmiany w projektach, odrzuca uwagi bądź propozycje, które zostały doręczone do OSP, po upływie okresu przewidzianego na konsultacje;

Pkt 9. otrzymuje brzmienie:

9. OSP corocznie, do dnia 30 kwietnia, przedkłada Prezesowi URE sprawozdanie z realizacji planu rozwoju, wraz z informacjami i dokumentami, o których mowa w art. 16 ust. 18a - 18c ustawy Prawo energetyczne.

W pkt 10. po pkt (10) wprowadza się pkt (11) w brzmieniu:

(11) krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 16 ust. 1 pkt 7 ustawy Prawo energetyczne.

Pkt 11. otrzymuje brzmienie:

11. OSP, w planie rozwoju, uwzględnia dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b rozporządzenia 2019/943 oraz może uwzględnić wytyczne Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.

7.4. Prace analityczne w zakresie rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV

7.4.3.2. Ekspertyza wpływu przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci na KSE

W pkt 3. pkt (1) otrzymuje brzmienie:

(1) wielkość dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia, w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci;

W pkt 3. (2) pkt (a) otrzymuje brzmienie:

(a) planowany termin i warunki wykonania rozbudowy sieci, w celu dokonania przyłączenia do sieci, oraz

11. PROWADZENIE RUCHU SIECIOWEGO

11.4. Redysponowanie nierynkowe

Cały pkt **11.4.** otrzymuje brzmienie:

11.4. Redysponowanie nierynkowe

11.4.1. Postanowienia ogólne

1. Redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG oraz MEE, może być stosowane przez OSP w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, z uwzględnieniem zasad wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia i przepisów ustawy Prawo energetyczne.
2. W ramach prawa, o którym mowa w pkt 1., OSP może wydać polecenie redysponowania w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.
3. OSP może zastosować redysponowanie nierynkowe w przypadku, o którym mowa w art. 13 ust. 3 lit. b) rozporządzenia 2019/943, z uwzględnieniem pkt 4.,
   (1) w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię po wyczerpaniu środków pozyskiwanych w ramach usług systemowych;
   (2) w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej po wyczerpaniu środków pozyskiwanych w ramach usług systemowych oraz usług sieciowych.
4. OSP może zastosować redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG oraz MEE, w przypadku gdy zastosowanie środków rynkowych skutkowałoby znacząco niewspółmiernymi kosztami, o których mowa w art. 13 ust. 6 lit. a) rozporządzenia 2019/943, lecz nie mniejszymi niż d~~wu~~ziesięciokrotność prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego.

11.4.2. Wydawanie i wykonywanie poleceń redysponowania

1. OSP wydaje polecenie redysponowania:
   (1) bezpośrednio - w odniesieniu do redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci przesyłowej; lub
   (2) za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp - w odniesieniu do redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn.

2. Właściwy operator systemu, tj. OSP albo OSDp, dokonuje redysponowania nierynkowego danego redysponowanego zasobu poprzez:

   (1) oddziaływanie na regulator mocy czynnej albo inny element wykonawczy sterowania redysponowanego zasobu, w sposób:

      (a) płynny, określając maksymalną dopuszczalną wielkość mocy wprowadzanej przez redysponowany zasób ~~w określonej, wyrażonej~~, wyrażoną w megawatach (MW) z dokładnością do trzech miejsc po przecinku,

      (b) dwustanowy, określając maksymalną dopuszczalną wielkość mocy wprowadzanej przez redysponowany zasób w ilości:

         – 0 (zero) MW albo

         – maksymalnej możliwej, tj. równej mniejszej z dwóch wielkości: mocy zainstalowanej oraz mocy przyłączeniowej redysponowanego zasobu (włącz/wyłącz redysponowany zasób);

   (2) odziaływanie na wyłącznik ~~wewnętrzny~~lub inne urządzenie wewnętrzne, w torze wyprowadzenia mocy redysponowanego zasobu, ~~skutkujące~~umożliwiające rozłączanie prądów roboczych, którego zadziałanie skutkuje zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci przez redysponowany zasób przy jednoczesnym utrzymaniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu;

   (3) oddziaływanie na wyłącznik ~~zewnętrzny~~lub inne urządzenie zewnętrzne po stronie sieci operatora systemu, do którego przyłączony jest redysponowany zasób, ~~skutkujące~~umożliwiające rozłączanie prądów roboczych, którego zadziałanie skutkuje zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci przez redysponowany zasób przy jednoczesnym wy~~ł~~łączeniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu.

3. Właściwy operator systemu może ograniczyć wprowadzenie mocy do sieci przez redysponowany zasób w sposób, o którym mowa w pkt 2. (2) oraz 2. (3), wyłącznie w przypadku, gdy wydanie polecenia redysponowania w sposób wskazany w pkt 2. (1) jest nieskuteczne w rozumieniu uzyskania ograniczenia wprowadzania mocy do sieci w wymaganej ilości oraz czasie. Sposób powołany w pkt 2. (3) może być zastosowany, jeżeli nie jest możliwe zastosowanie sposobu powołanego w pkt 2. (2) albo jego zastosowanie jest nieskuteczne.

4. W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu ogłosił zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, operatorzy systemu mogą nie stosować postanowień pkt 3., jeżeli jest to podyktowane ~~skutecznością~~brakiem pewności odnośnie do skuteczności ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie.

5. Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, określa co najmniej:

   (1) oznaczenie okresu redysponowania nierynkowego w zakresie doby oraz numeru okresu w dobie, przy czym:

      (a) dla redysponowań nierynkowych realizowanych do dnia 31 grudnia 2025 r. polecenie redysponowania jest wydawane dla okresów obejmujących poszczególne godziny zegarowe doby,

      (b) dla redysponowań nierynkowych realizowanych od dnia 1 stycznia 2026 r. polecenie redysponownania jest wydawane dla okresów obejmujących poszczególne OR~~EB~~N w dobie;

(2) maksymalną dopuszczalną wielkość mocy wprowadzanej do sieci przez poszczególne redysponowane zasoby lub grupę redysponowanych zasobów w okresie redysponowania nierynkowego.

6. Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, OSP wydaje:

(1) w sposób indywidualny, dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej 200 kW i większej;

(2) w sposób zagregowany, dla redysponowanych zasobów~~,~~ o mocy zainstalowanej poniżej 200 kW.

Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów, o których mowa w pkt (1) oraz zasady i kryteria wyznaczania wielkości mocy do redysponowania nierynkowego dla redysponowanych zasobów, o których mowa w pkt (2), są określone w pkt **11.4.4.2.** dla MWE oraz pkt **11.4.4.3.** dla MEE.

7. Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, wydawane za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, o którym mowa w pkt 1. (2), OSDp otrzymują od OSP:

(1) dla redysponowań nierynkowych realizowanych do dnia 31 grudnia 2025 r., nie później niż 30 minut przed danym okresem redysponowania, tj. godziną zegarową,

(2) dla redysponowań nierynkowych realizowanych od dnia 1 stycznia 2026 r., nie później niż 15 minut przed danym okresem redysponowania, tj. OR~~EB~~N.

8. W okresie, dla którego OSP ~~ogłosił zagrożenie~~podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może nie stosować postanowień pkt 7., jeżeli jest to podyktowane ~~skutecznością~~brakiem pewności odnośnie do skuteczności ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie.

9. Polecenie redysponowania w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, OSP wydaje na bieżąco, określając w szczególności dla każdego redysponowanego zasobu odrębnie: (i) okres redysponowania, w formie ciągłego podokresu doby, oraz (ii) maksymalną dopuszczalną wielkość mocy wprowadzanej do sieci.

Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej są określone w pkt **11.4.5.**

10. Polecenie redysponowania, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, wydawane za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, o którym mowa w pkt 1. (2), OSDp otrzymują od OSP nie później niż 5 minut przed danym okresem redysponowania nierynkowego. Jeżeli dotrzymanie tego czasu nie jest możliwe ze względu na warunki bezpiecznej pracy KSE, to OSP przekazuje polecenie redysponowania w możliwie najkrótszym terminie, a OSDp ma obowiązek zrealizować to polecenie, również w przypadku gdy otrzymał je po rozpoczęciu okresu redysponowania nierynkowego chyba, że realizacja polecenia redysponowania nie skutkowałaby redysponowaniem nierynkowym zasobu przed zakończeniem okresu redysponowania nierynkowego.

11. OSDp monitorują na bieżąco wykonywanie poleceń redysponowania przez poszczególne redysponowane zasoby i na bieżąco informują OSP o przypadkach niewykonania lub nienależytego wykonania poleceń redysponowania, skutkujących dla danego OSDp i danego OR~~EB~~N odchyleniem realizowanych poleceń redysponowania od wydanych poleceń redysponowania przekraczającym 50 MW.

11.4.3. Zasady i kryteria tworzenia rankingu kosztowego dla MWE typu FW, PV oraz BG na potrzeby redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

1. OSP opracowuje ranking kosztowy dla MWE typu FW, PV oraz BG o mocy zainstalowanej (P_Z) mieszczącej się w następujących grupach mocowych:

   (1) $P_Z \geq 400$ kW;

   (2) 200 kW $\leq P_Z < 400$ kW.

   OSP opracowuje ranking kosztowy poszczególnych redysponowanych zasobów, odrębnie dla każdej z wyżej wymienionych grup mocowych w ramach całego KSE.

2. OSDp opracowuje ranking kosztowy MWE typu FW, PV oraz BG o mocy zainstalowanej (P_Z) mieszczącej się w następujących grupach mocowych:

   (1) 50 kW $< P_Z < 200$ kW;

   (2) 10 kW $< P_Z \leq 50$ kW.

   Każdy OSDp opracowuje ranking kosztowy poszczególnych redysponowanych zasobów, odrębnie dla każdej z wyżej wymienionych grup mocowych w ramach swoich obszarów sieci OSDp/OSDn.

   Jeżeli zasady opracowania rankingu kosztowego określone w IRiESP wymagają uzupełnienia lub skorygowania ze względu na specyfikę funkcjonowania zasobów przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, to powinny zostać one uwzględnione w IRIESD tego OSDp.

3. Ranking kosztowy MWE typu FW, PV oraz BG jest tworzony z uwzględnieniem poniższych danych i informacji:

   (1) potwierdzenia uczestnictwa podmiotu posiadającego MWE typu FW, PV oraz BG w systemach wsparcia oraz rodzaju systemu wsparcia, z którego ten podmiot korzysta;

   (2) treści postanowień w umowie o przyłączenie do sieci oraz umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji FW, PV oraz BG w zakresie istniejących klauzul skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzących do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;

   (3) prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego wyznaczanego indywidualnie dla każdego MWE typu FW, PV oraz BG, przy wykorzystaniu poniższych danych:

      (a) średniej arytmetycznej ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwej dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG,

      (b) ceny zawartej w ofercie właściciela MWE typu FW, PV oraz BG, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo ust. 7 ustawy o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem art. 93 ust. 4 i ust. 6 tej ustawy,

(c) ceny świadectwa pochodzenia na giełdzie towarowej energii elektrycznej prowadzonej przez TGE S.A. z ostatniego fixingu z dnia bezpośrednio poprzedzającego dzień redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG.

4. Prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego dla każdego MWE typu FW, PV oraz BG jest wyznaczany na podstawie poniższych zasad:

$$K^{JR} = K^{WSPj}$$

gdzie:

K^{JR}	–	szacunkowy prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego dla MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]
K^{WSPj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z systemu wsparcia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]

(1) wartość utraconego jednostkowego przychodu z systemu wsparcia, w wyniku redysponowania nierynkowego MWE, wyznaczana jest dla danego redysponowanego zasobu według wzoru:

$$K^{WSPj} = K^{CERTj} + K^{AUKj} + K^{FITI} + K^{FITIIj} + K^{FIPj}$$

gdzie:

K^{WSPj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z systemu wsparcia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]
K^{CERTj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]
K^{AUKj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]
K^{FITIj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego, w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [~~PLN~~zł/MWh]
K^{FITIIj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), ~~którzy zadeklarowali~~dla redysponowanego zasobu, który zadeklarował sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE , w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [~~PLN~~zł/MWh]

K^{FIPj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [~~PLN~~zł/MWh]

przy czym przy wyznaczaniu K^{WSPj} dla danego redysponowanego zasobu są uwzględniane tylko te składowe wzoru, które dotyczą obowiązującego systemu wsparcia dla tego zasobu, a pozostałe składniki mają wartość 0 [~~PLN~~zł/MWh]. W przypadku gdy MWE objęty jest co najmniej dwoma systemami wsparcia, OSP wyznacza K^{WSPj} przy uwzględnieniu zasad określonych w pkt **11.4.11.**

(2) wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{CERTj} = C^{CERT}$$

gdzie:

K^{CERTj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]
C^{CERT}	–	cena świadectwa pochodzenia wyznaczana na sesji notowań na giełdzie TGE S.A. w najbliższym dniu poprzedzającym dzień, w którym ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]

(3) wartość utraconego jednostkowego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{AUKj} = \max(0;\ C^{AUKSKOR} - C^{TGE})$$

gdzie:

K^{AUKj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]
$C^{AUKSKOR}$	–	cena zawarta w ofercie właściciela MWE typu FW, PV oraz BG, właściwa dla okresu redysponowania, która wygrała aukcję, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo ust. 7 ustawy o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 oraz z uwzględnieniem art. 93 ust. 4 i ust. 6 tej ustawy [~~PLN~~zł/MWh]
C^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla doby, w której ma nastąpić

		redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]

(4) wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, w ramach systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego, wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{FITIj} = C^R$$

gdzie:

K^{FITIj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego, w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [~~PLN~~zł/MWh]
C^R	–	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo ust. 7 ustawy o OZE, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [~~PLN~~zł/MWh]
~~C^{TGE}~~	~~–~~	~~średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG [PLN/MWh]~~

(5) wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), ~~którzy zadeklarowali~~dla redysponowanego zasobu, który zadeklarował sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE, wyznaczana jest według wzoru:

$$K^{FITIIj} = \max(0;\ C^R\ - C^{TGE})$$

gdzie:

K^{FITIIj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewyprodukowanej energii elektrycznej, w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), ~~którzy zadeklarowali~~dla redysponowanego zasobu, który zadeklarował sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE, w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu BG [~~PLN~~zł/MWh]
C^R	–	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo ust. 7 ustawy o

		OZE, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [~~PLN~~zł/MWh]
C^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]

(6) wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) wyznaczana jest na podstawie poniższego wzoru:

$$K^{FIPj} = \max(0;\ C\quad - C^{TGE})$$

gdzie:

K^{FIPj}	–	wartość utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) [~~PLN~~zł/MWh]
C	–	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 2 ustawy o OZE, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo ust. 7 ustawy o OZE, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [~~PLN~~zł/MWh]
C^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A., dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG [~~PLN~~zł/MWh]

5. W przypadku gdy ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, są niższe niż 0 ~~PLN~~zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej, wówczas K^{WSPj} dla tego zbioru godzin ~~przyjmuje się~~wynosi 0 ~~PLN~~zł/MWh.

6. Dla MWE typu FW, PV oraz BG, dla których umowa o przyłączenie do sieci lub umowa przesyłania albo umowa o świadczenie usług dystrybucji, zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzące do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, przyjmuje się, że prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego wynosi ~~zero PLN~~0 zł/MWh (K^{JR} = 0 PLN/MWh).

7. Na podstawie prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego dla poszczególnych MWE typu FW, PV oraz BG w ramach poszczególnych grup mocowych, o których mowa w pkt 1., tworzony jest ranking kosztowy tych MWE w kolejności od najniższej do najwyższej ~~do najniższej~~ wartości tego kosztu, i w takiej kolejności dokonuje się redysponowania nierynkowego zasobów w danej grupie mocowej. W przypadku gdy

prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego jest równy dla dwóch lub więcej MWE w danej grupie mocowej, to kolejność redysponowania ~~tych MWE jest określona na podstawie mocy zainstalowanej tych MWE, od MWE z największą mocą zainstalowaną do MWE z najmniejszą mocą zainstalowaną, a w przypadku takich samych wartości mocy zainstalowanej kolejność redysponowania jest określona losowo.~~jest określona losowo.

8. Właściwy operator systemu tworzy ranking kosztowy w dobie poprzedzającej dobę, w której planowane jest redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

9. Ranking kosztowy obowiązuje przez 24 godziny danej doby, w której planowane jest redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

11.4.4. Zasady i kryteria wyznaczania mocy oraz doboru redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

11.4.4.1. Zasady wyznaczania wolumenu mocy do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

1. OSP wyznacza wolumen mocy planowanej do ograniczenia w ramach redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię na podstawie:

   (1) poziomu niezbilansowania wyznaczanego w ramach procesu bilansowania KSE;

   (2) planów pracy redysponowanych zasobów;

   (3) prognozy generacji mocy źródeł OZE.

2. Plany pracy, o których mowa w pkt 1. (2), są przekazywane w następującej formie:

   (1) indywidualnej dla każdego redysponowanego zasobu o mocy zainstalowanej większej lub równej 200 kW, wraz z określeniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego zasobu;

   (2) zagregowanej dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej w przedziale $10\ kW < P_Z < 200\ kW$, wraz z określeniem POB dla każdej agregowanej grupy zasobów;

   (3) zagregowanej dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej w przedziale $0{,}8\ kW \leq P_Z \leq 10\ kW$, wraz z określeniem POB dla każdej agregowanej grupy zasobów.

3. Plany pracy, o których mowa w pkt 2. (1), są przekazywane przez podmiot posiadający redysponowany zasób bezpośrednio do OSP, w przypadku redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci przesyłowej, oraz za pośrednictwem OSDp do OSP, w przypadku redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn. Plany pracy, o których mowa w pkt 2. (2) i (3), są opracowywane na podstawie prognoz OSDp i przekazywane do OSP przez OSDp, na którego obszarze sieci OSDp/OSDn są przyłączone redysponowane zasoby.

4. OSP przy wyznaczaniu wolumenu mocy do ograniczenia w danym OR~~EB~~N w ramach redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, uwzględnia plan pracy redysponowanego zasobu otrzymany jako ostatni przed okresem 45 minut, poprzedzającym rozpoczęcie tego OR~~EB~~N (dalej: „deklarowany plan pracy”), przy czym:

   (1) jeżeli w odniesieniu do danego OR~~EB~~N nie został zgłoszony plan pracy dla redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów, to

OSP wyznacza deklarowany plan pracy tego redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów jako iloczyn: (i) mniejszej z dwóch mocy: mocy zainstalowanej oraz mocy przyłączeniowej tego redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów oraz (ii) prognozowanego przez OSP współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej tego redysponowanego zasobu albo agregowanej grupy redysponowanych zasobów;

(2) jeżeli w odniesieniu do danego OR~~EB~~N dla danego redysponowanego zasobu albo danej agregowanej grupy redysponowanych zasobów został przekazany deklarowany plan pracy równy 0 MW, a następnie został on zmieniony wskutek czego ten redysponowany zasób albo ta agregowana grupa redysponowanych zasobów będzie wprowadzać moc do sieci, to zaktualizowany plan pracy powinien zostać przekazany do OSP nie później niż do 20. minuty przed rozpoczęciem tego OR~~EB~~N (dalej „skorygowany plan pracy), zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.

5. W przypadku gdy podmiot posiadający MWE typu BG lub MEE nie dostarczy planu pracy, o którym mowa w pkt 1. (2), OSP przyjmuje plan pracy dla takiego redysponowanego zasobu równy ~~zero~~0 megawatów [MW].

6. W procesie wyznaczania wolumenu mocy na potrzeby redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w okresie do dnia 31 grudnia 2025 r. nie stosuje się zasad określonych w pkt 4. i 5.

11.4.4.2. Zasady i kryteria doboru MWE

1. Dobór MWE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, jest dokonywany na podstawie następujących kryteriów:

(1) prawo MWE typu FW, PV oraz BG w zakresie podlegania priorytetowemu dysponowaniu zgodnie z art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943 w ramach poszczególnych grup mocowych MWE typu FW, PV oraz BG określonych w art. 9c ust. 7c pkt 1) oraz art. 7 ust. 8d[10] ustawy Prawo energetyczne - MWE typu FW, PV oraz BG nie posiadające tego prawa podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności, natomiast MWE typu FW, PV oraz BG posiadające to prawo w drugiej kolejności;

(2) koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG, określony w pkt **11.4.3.** 4. zgodnie z podziałem mocy zainstalowanych MWE typu FW, PV oraz BG określonych w art. 9c ust. 7c pkt. 1 oraz art. 7 ust 8d[10] ustawy Prawo energetyczne, przy uwzględnieniu prawa MWE typu FW, PV oraz BG do priorytetowego dysponowania zgodnie z art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943 - MWE typu FW, PV oraz BG z niższym kosztem jednostkowym redysponowania nierynkowego podlegają redysponowaniu nierynkowemu przed MWE typu FW, PV oraz BG z wyższym kosztem;

(3) obowiązek wyposażenia MWE typu FW, PV oraz BG w układy regulacji mocy czynnej lub ich posiadania przez MWE typu FW, PV oraz BG, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne - MWE typu FW, PV oraz BG z tym obowiązkiem podlegają redysponowaniu w pierwszej kolejności, natomiast MWE typu FW, PV oraz BG bez tego obowiązku w drugiej kolejności pod warunkiem ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

2. Dobór MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego na podstawie kryteriów określonych w pkt 1. jest dokonywany w ramach następujących grup mocowych MWE typu

FW, PV oraz BG, tworzonych ze względu na moc zainstalowaną MWE typu FW, PV oraz BG (P_Z), w kolejności od grupy (1) do grupy (5):

(1) $P_Z \geq 400$ kW

(2) 200 kW $\leq P_Z < 400$ kW;

(3) 50 kW $< P_Z < 200$ kW;

(4) 10 kW $< P_Z \leq 50$ kW;

(5) $P_Z \leq 10$ kW,

przy czym MWE typu FW, PV oraz BG w grupie mocowej, o której mowa w pkt (5), mogą być redysponowane nierynkowo przez OSP pod warunkiem ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

3. OSP w procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, kierując się względami zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej może uwzględniać następujące uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego:

(1) zdolności techniczne w zakresie sterowania MWE typu FW, PV oraz BG;

(2) zakres opomiarowania MWE typu FW, PV oraz BG w systemach dyspozytorskich OSP oraz OSDp;

(3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji polecenia przez podmioty posiadające MWE typu FW, PV oraz BG;

(4) zdolności techniczne MWE typu FW, PV oraz BG do generacji oraz poboru mocy biernej;

(5) zdolności techniczne MWE typu FW, PV oraz BG do regulacji napięcia i mocy biernej, w tym również przy zerowej generacji mocy czynnej;

(6) rezerwy mocy biernej do regulacji napięcia i mocy biernej w KSE;

(7) stabilność pracy całego lub wydzielonego obszaru KSE;

(8) stopień nasycenia danego typu technologii wytwórczej w danym obszarze KSE;

(9) jakość prognozy generacji źródeł OZE;

(10) przeciążenia w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.

4. W procesie doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, które to redysponowanie nierynkowe jest realizowane w okresie bez ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wyklucza się te MWE typu FW, PV oraz BG, które równocześnie: (i) nie mają obowiązku być wyposażone odpowiednio w układy regulacji mocy czynnej zapewniającej zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej lub układy umożliwiające zaprzestanie generacji mocy czynnej lub zapewniające zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne, oraz (ii) nie są wyposażone w takie układy. Takie MWE typu FW, PV oraz BG mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w okresie, w którym redysponowanie nierynkowe jest realizowane przy jednoczesnym ogłoszeniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

5. W procesie doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, stosując kryterium określone w pkt 1. (1) dokonuje się podziału MWE typu FW, PV oraz BG w ramach każdej grupy mocowej, o których mowa w pkt 2., na:

   (1) MWE typu FW, PV oraz BG, które nie podlegają priorytetowemu dysponowaniu oraz

   (2) MWE typu FW, PV oraz BG, które podlegają priorytetowemu dysponowaniu.

   W pierwszej kolejności redysponowaniu nierynkowemu podlegają te MWE typu FW, PV oraz BG, które nie podlegają priorytetowemu dysponowaniu, a następnie te MWE typu FW, PV oraz BG, które podlegają priorytetowemu dysponowaniu.

   OSP lub OSD po wcześniejszym uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (1), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na skuteczność ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.

6. W procesie doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, stosuje się jako uzupełniające, w odniesieniu do kryterium, o którym mowa w pkt 1. (1), kryterium kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG, o którym mowa w pkt 1. (2) poprzez wykorzystanie rankingu kosztowego MWE typu FW, PV oraz BG, o którym mowa w pkt **11.4.3.**

   OSP lub OSDp po wcześniejszym uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (2), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na skuteczność ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.

7. OSP dokonuje doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6. dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (1) i (2)), przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.
   OSP dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (3) – (5), rozdziela moce do redysponowania na poszczególne OSDp, w sposób proporcjonalny do mocy zainstalowanej MWE typu FW, PV oraz BG na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp w ramach danej grupy mocowej, w kolejności od grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (3) do grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (5).

   OSDp na podstawie przydzielonych przez OSP wolumenów mocy na potrzeby redysponowania nierynkowego, dokonuje redysponowania nierynkowego na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6., przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.

8. W przypadku gdy warunki bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej nie są spełnione, po ogłoszeniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP i OSDp mają prawo odstąpić od zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego określonych w IRiESP i zastosować alternatywny dobór wolumenu mocy MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego, kierując się wyłącznie kryterium spełnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. W takim przypadku OSP jest zobowiązany do minimalizowania odstępstw od zasad i kryteriów określonych w IRiESP.

9. OSP dokonuje doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, na podstawie danych, które otrzymuje od poszczególnych OSDp, Zarządcy Rozliczeń oraz Prezesa URE.

10. OSDp ma obowiązek przekazać OSP niezbędne dane do wydawania i wykonywania poleceń redysponowania oraz obsłużenia procesu doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego, o których mowa w pkt **11.4.7.**, w szczególności informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie MWE lub umowa o świadczenie usług dystrybucji zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, dotyczących MWE typu FW, PV oraz BG przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp.

~~11. Na potrzeby wyznaczenia prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego dla każdego MWE typu FW, PV oraz BG określonego w pkt **11.4.3.** 4. oraz doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, Zarządca Rozliczeń przekazuje OSP, dane OZE zgodnie z art. 93 ust. 14 i 15 ustawy o OZE.~~

~~12. Na potrzeby wyznaczenia prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego dla każdego MWE typu FW, PV oraz BG, określonego w pkt **11.4.3.** 4. oraz doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, Prezes URE przekazuje OSP dane zgodnie z art. 93 ust. 16 i 17 ustawy o OZE, w tym powołane w art. 93 ust. 16 i 17 ustawy o OZE dane dla MWE typu BG.~~

11.4.4.3. Zasady i kryteria doboru MEE

1. OSP uwzględnia w procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię jedynie te MEE, które spełniają wszystkie poniższe kryteria:

   (1) MEE jest przyłączony do sieci przesyłowej albo do sieci dystrybucyjnej 110 kV;

   (2) MEE posiada zdolność do zdalnego sterowania mocą czynną;

   (3) MEE jest opomiarowany przynajmniej w zakresie poziomu naładowania MEE oraz wprowadzanej i pobieranej mocy czynnej do sieci.

2. Dobór MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, jest dokonywany na podstawie kryterium spełnienia warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, o których mowa w art. 9c ust. 7c pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, w związku z tym dobór MEE nie może mieć negatywnego wpływu na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej.

3. OSP w procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, kierując się względami zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej ~~może uwzględniać~~uwzględnia w szczególności następujące uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego:

   (1) zdolności techniczne w zakresie sterowania MEE;

   (2) zakres opomiarowania MEE w systemach dyspozytorskich OSP oraz OSDp;

   (3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji polecenia przez podmioty posiadające MEE;

   (4) zdolności techniczne MEE do generacji oraz poboru mocy biernej;

(5) zdolności techniczne MEE do regulacji napięcia i mocy biernej, w tym również przy braku wprowadzania oraz pobierania mocy czynnej;
(6) rezerwy mocy biernej do regulacji napięcia i mocy biernej w KSE;
(7) stabilność pracy całego lub wydzielonego obszaru KSE;
(8) stopień nasycenia danego typu technologii wytwórczej w danym obszarze KSE;
(9) jakość prognozy generacji źródeł OZE;
(10) przeciążenia w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.

4. W procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, stosuje się jako uzupełniające, w odniesieniu do kryterium, o którym mowa w pkt 2., poniższe kryteria:

(1) minimalizacji kosztów redysponowania MEE - MEE, dla których umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej lub umowa przesyłania albo umowa o świadczenie usług dystrybucji zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzące do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania danego redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności;

(2) zmniejszenia liczby redysponowanych MEE - MEE dobierane są od największej mocy zainstalowanej do najmniejszej.

W procesie doboru MEE wyższy priorytet ma kryterium określone w pkt (1). W procesie doboru MEE w pierwszej kolejności dobierane są MEE, które zaakceptowały w umowie o przyłączenie do sieci lub umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej i- prognozowany koszt redysponowania nierynkowego takich MEE wynosi ~~zero PLN~~0 zł/MWh, ~~OSP~~a w drugiej kolejności stosuje się kryterium określone w pkt (2). ~~W~~Jeżeli w przypadku stosowania kryterium określonego w pkt (1) wystąpi przypadek, że prognozowany koszt redysponowania nierynkowego MEE jest równy ~~zero PLN~~0 zł/MWh przynajmniej dla dwóch MEE, to kolejność redysponowania nierynkowego tych MEE jest określana na podstawie kryterium określonego w pkt (2), wyznaczając kolejność MEE na podstawie mocy zainstalowanej, zaczynając od MEE z- największą mocą zainstalowaną, a kończąc na MEE z najmniejszą mocą zainstalowaną. Pozostałe MEE, dla których prognozowany koszt redysponowania nierynkowego nie jest równy ~~zero PLN~~0 zł/MWh, są dobierane na podstawie kryterium określonego w pkt (2). W przypadku takich samych wartości mocy zainstalowanej MEE kolejność redysponowania jest określana losowo.

5. OSP lub OSD po wcześniejszym uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryteriów określonych w pkt 4., jeżeli ich zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na skuteczność ograniczenia wprowadzenia do sieci lub poboru mocy z sieci przez MEE w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.

6. OSP dokonuje doboru MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, na podstawie danych, które otrzymuje od poszczególnych OSDp.

7. OSDp ma obowiązek przekazać OSP niezbędne dane do wydawania i wykonywania poleceń redysponowania oraz obsłużenia procesu doboru MEE do redysponowania nierynkowego, o których mowa w pkt **11.4.7.**, w tym w szczególności informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie MEE lub umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej,

prowadzące do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania danego redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, dotyczących MEE przyłączonych do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp o napięciu 110 kV.

8. OSP, w ramach procesu redyspopnowania nierynkowego MWE lub MEE, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w pierwszej kolejności redysponuje nierynkowo MEE, zgodnie z zasadami oraz kryteriami określonymi w pkt **11.4.4.3.**, a po wyczerpaniu dostępnych MEE, redysponuje nierynkowo MWE zgodnie z zasadami oraz kryteriami określonymi w pkt **11.4.4.2.**

11.4.5. Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej

1. OSP stosuje redysponowanie nierynkowe w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej oraz koordynowanej sieci 110 kV po wyczerpaniu innych dostępnych środków, w szczególności mechanizmów rynkowych z uwzględnieniem pkt **11.4.1.** 3. OSP na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV ma prawo wydawać polecenia redysponowania nierynkowego zasobami, o których mowa w pkt **11.4.1.** 1., przyłączonymi do sieci ~~elektroenergetycznej~~ o napięciu WN lub NN.

2. OSP dokonuje doboru redysonowanych zasobów w zakresie redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, kierując się kryterium zmniejszenia sumarycznej wielkości mocy niewprowadzonej do sieci w wyniku redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV lub BG oraz MEE.

3. W przypadku gdy naruszenie kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV wymaga podjęcia ~~niezwłocznego działania~~niezwłocznych działań, w szczególności gdy takie działania mają miejsce w czasie rzeczywistym na etapie prowadzenia ruchu tej sieci elektroenergetycznej, OSP ma prawo odstąpić od zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego określonych w pkt 1. i 2. oraz dokonać ich doboru na podstawie oceny eksperckiej.

11.4.6. Zasady i kryteria ustalania operatora systemu wydającego polecenie redysponowania i obowiązanego do zapłaty rekompensaty

1. OSP jest uznawany za wydającego polecenie redysponowania, jeżeli wydaje polecenie:

   (1) w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;

   (2) w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, z uwzględnieniem postanowień pkt 2. i 3.

2. OSP jest uznawany za wydającego polecenie w przypadku gdy zaakceptuje zgłaszaną przez OSDp potrzebę redysponowania redysponowanego zasobu ze względu na ograniczenia sieciowe w koordynowanej sieci 110 kV.

3. OSP nie jest uznawany za wydającego polecenie, jeżeli:

   (1) polecenie OSDp jest wydawane w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV lub

   (2) polecenie OSDp jest wydawane dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV i nie zostało zaakceptowane przez OSP.

4. W przypadku gdy redysponowany zasób w obszarze sieci OSDp/OSDn został objęty poleceniem redysponowania wydanym przez OSP w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, a wcześniej został on objęty poleceniem redysponowania w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci, określonym w pkt 3., to za wydającego polecenie uznaje się OSDp.

5. W celu weryfikacji kolejności wydawania poleceń redysponowania, o których mowa w pkt 4., OSDp dostarcza dokumentację ruchową dotyczącą wydawania poleceń redysponowania przez służby dyspozytorskie tego OSDp.

6. Operator systemu, który uznany jest za wydającego polecenie redysponowania, jest zobowiązany do zapłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.

11.4.7. Współpraca pomiędzy OSP i OSD w zakresie stosowania redysponowania nierynkowego

1. OSDp w ramach redysponowania nierynkowego zasobami przyłączonymi do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp realizuje poniższe obowiązki:

   (1) egzekwuje spełnianie wymagań określonych dla MWE lub MEE w szczególności w zakresie zdolności do płynnej regulacji mocy czynnej lub zaprzestania generacji mocy czynnej oraz egzekwuje przekazywanie przez podmioty posiadające MWE lub MEE pomiarów do systemów dyspozytorskich OSDp niezbędnych do obsłużenia redysponowania nierynkowego w szczególności:

      (a) wielkość pobieranej lub wprowadzanej mocy czynnej do lub z sieci,

      (b) poziom naładowania MEE,

      (c) pomiary niezbędne do oszacowania wysokości rekompensaty:

         – prędkości wiatru,

         – temperatury otoczenia,

         – natężenia promieniowania słonecznego,

      (d) liczba turbin wiatrowych pracujących,

      (e) liczba turbin wiatrowych gotowych do pracy;

   (2) przekazuje OSP dane i informacje, o których mowa w art. 9c ust. 7o ustawy Prawo energetyczne, w terminie tam określonym, w tym także dane i informacje otrzymane uprzednio od OSDn, o których mowa w art. 9c ust. 7p ustawy Prawo energetyczne, w postaci powiadomienia w formie pisemnej lub w formie elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDp, na właściwy adres korespondencyjny lub adres poczty elektronicznej, określone w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.

   (3) przekazuje do systemu SCADA OSP dostępne w systemach dyspozytorskich OSDp, pomiary oraz odwzorowania trybów i kryteriów pracy przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp MWE lub MEE;

   (4) przekazuje do OSP, na zasadach określonych w pkt **5.7.2.** oraz w pkt **11.4.4.1.**, plany pracy redysponowanych zasobów;

   (5) przekazuje do OSP dane strukturalne, w tym o podstawowych zdolnościach technicznych i informacji ruchowych o MWE lub MEE, w zakresie niezbędnym do obsłużenia redysponowania nierynkowego MWE lub MEE, przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp, za pośrednictwem portalu PWDS, o którym mowa

w pkt **5.7.2.**, a do czasu uruchomienia PWDS na zasadach określonych w umowie przesyłania;

(6) przekazuje do OSP dane dotyczące operatora technicznego MWE lub MEE przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp, w szczególności w zakresie:

(a) nazwa operatora technicznego MWE lub MEE,

(b) adres siedziby operatora technicznego MWE lub MEE,

(c) telefon kontaktowy do przedstawiciela operatora technicznego MWE lub MEE,

(d) lista MWE lub MEE, dla których operator techniczny MWE lub MEE jest upoważniony przez właściciela MWE lub MEE oraz posiada zdolności techniczne do zdalnego sterowania zmianą mocy czynnej MWE lub MEE.

Dane i informacje, określone w pkt (a) - (d) OSDp aktualizuje i przekazuje do OSP po każdej zmianie do systemu PWDS, a do czasu uruchomienia PWDS na zasadach określonych w umowie przesyłania.

(7) aktualizuje i przekazuje do OSP, informacje oraz kompletne dane o redysponowanych zasobach przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp na potrzeby tworzenia list redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego, w szczególności:

(a) informacje o wycofanych z eksploatacji redysponowanych zasobach,

(b) informacje o nowo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej redysponowanych zasobach,

(c) które redysponowane zasoby nie podlegają redysponowaniu nierynkowemu, w szczególności ze względu na przepisy w zakresie wyposażenia w układy regulacji mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne;

(d) które MWE typu FW, PV oraz BG podlegają priorytetowemu dysponowaniu na podstawie przepisu art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943;

(e) którym redysponowanym zasobom nie przysługuje rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, z tytułu wykonania polecenia redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, uwzględniając postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej w umowie o przyłączenie do sieci lub umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;

(f) dane o zdolnościach technicznych redysponowanych zasobów w zakresie sposobu regulacji mocy czynnej;

(g) proponowane maksymalne dopuszczalne wielkości mocy, do których redysponowane zasoby mogą podlegać rdysponowaniu nierynkowemu w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;

Dane i informacje, określone w pkt (a) - (g) OSDp aktualizuje i przekazuje do OSP po każdej zmianie, przy czym dane określone w pkt (a) - (f) OSDp przekazuje do systemu PWDS, a dane określone w pkt (g) do systemu PSDI. Do czasu uruchomienia systemów lub rozbudowy o niezbędne do tego celu funkcjonalności OSDp przekazują ~~do OSP~~powyższe dane i informacje w postaci powiadomienia w formie pisemnej lub w formie elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym,

podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDp, na właściwy adres korespondencyjny lub adres poczty elektronicznej, określone w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.

2. OSDp w przypadku stosowania redysponowania nierynkowego, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, niezwłocznie przekazuje do OSP podstawowe dane o planowanych do wysłania lub już wysłanych poleceniach redysponowania do przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp redysponowanych zasobów, w szczególności:

   (1) maksymalne dopuszczalne wielkości mocy do których redysponowane zasoby podlegają lub mają podlegać redysponowaniu nierynkowemu,

   (2) okres redysponowania nierynkowego z dokładnością do 5 minut.

   Wyżej wymienione dane, OSDp przekazuje do OSP niezwłocznie po ich wytworzeniu i potwierdzeniu przez OSDp, lecz nie później niż na 30 minut przed planowanym redysponowaniem nierynkowym. Dane i informacje określone w pkt (1) i (2), OSDp przekazuje do OSP do systemu PSDI. Do czasu uruchomienia systemu lub rozbudowy o niezbędne do tego celu funkcjonalności, OSDp przekazują ~~do OSP~~powyższe dane w postaci powiadomienia w formie elektronicznej, na właściwy adres poczty elektronicznej, określony w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.

11.4.8. Zasady stosowania redysponowania nierynkowego w odniesieniu do redysponowanych zasobów wytwarzających energię elektryczną również na własne potrzeby

1. OSP stosując redysponowanie nierynkowe, w odniesieniu do zasobów wytwarzających energię elektryczną również na własne potrzeby, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, stosuje odpowiednio:

   (1) przy doborze redysponowanych zasobów w przypadku redysponowania w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, zasady określone w pkt **11.4.4.2.** i **11.4.4.3.**;

   (2) przy doborze redysponowanych zasobów w przypadku redysponowania w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zasady określone w pkt **11.4.5.**, przy czym OSP redysponuje nierynkowo:

      (a) mocą czynną, wprowadzaną do sieci elektroenergetycznej przez podmioty wytwarzające energię elektryczną również na własne potrzeby, bez ogł~~a~~oszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;

      (b) mocą czynną, wytwarzaną przez podmioty wytwarzające energię elektryczną również na własne potrzeby i niewprowadzaną do sieci elektroenergetycznej, po ogłoszeniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

11.4.9. Zasady postępowania w zakresie niestosowania się do poleceń oraz niedotrzymywania dyscypliny ruchowej

1. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania, niezależnie od przyczyny oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania, OSP nalicza opłatę za niewykonanie polecenia redysponowania, zgodnie z zasadami opisanymi w Załączniku nr K2 do IRiESP - Korzystanie.

11.4.10. Obowiązki podmiotów posiadających redysponowane zasoby

1. Podmiot posiadający redysponowany zasób realizuje polecenia redysponowania wydane przez OSP zgodnie z otrzymanym zakresem polecenia, w szczególności w odniesieniu do:
   (1) okresu redysponowania nierynkowego oraz
   (2) maksymalnej dopuszczalnej wielkości mocy wprowadzanej przez redysponowany zasób.
2. W przypadku gdy podmiot posiadający redysponowany zasób z jakichkolwiek powodów nie może wykonać polecenia redysponowania, niezwłocznie informuje o tym operatora systemu właściwego ~~do~~dla miejsca przyłączenia redysponowanego zasobu do sieci, podając przy tym przyczynę braku możliwości wykonania polecenia redysponowania oraz okres niezdolności do wykonania poleceń redysponowania.
3. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania wydanego przez OSP, podmiot posiadający redysponowany zasób ma obowiązek niezwłocznego dostarczenia stosownych wyjaśnień w zakresie niedotrzymywania dyscypliny ruchowej do operatora właściwego ~~do~~dla miejsca przyłączenia redysponowanego zasobu do sieci.
4. W celu prowadzenia wyjaśnień w zakresie niewykonania albo nienależytego stosowania się do poleceń redysponowania wydanych przez OSP, operator właściwy do miejsca przyłączenia redysponowanego zasobu do sieci ma prawo żądać od podmiotu posiadającego redysponowany zasób danych oraz informacji, które pozwolą dokonać stosownej oceny jakości dotrzymywania przez podmiot posiadający redysponowany zasób dyscypliny ruchowej.
5. Podmiot posiadający redysponowany zasób, o mocy większej niż 10 kW, ma obowiązek przekazywać do OSP plany pracy na zasadach określonych w pkt **11.4.4.1.**

11.4.11. Redysponowanie nierynkowe MWE, w skład których wchodzą urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu, lub instalacjami, w skład których wchodzą urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu oraz urządzenia do magazynowania energii elektrycznej

1. OSP wyliczając prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego, o którym mowa w pkt **11.4.3.** 4., dla MWE, który jest objęty przynajmniej dwoma systemami wsparcia oraz w skład takiego MWE wchodzą urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu, tj. co najmniej z dwóch spośród wskazanych technologii wytwarzania energii, stosuje kryteria i zasady określone w pkt **11.4.3.** przy uwzględnieniu poniższych zasad:
   (1) w pierwszej kolejności obliczane są, odrębnie dla każdej technologii wytwarzania wchodzącej w skład MWE, prognozowane koszty jednostkowe redysponowania nierynkowego, a następnie,
   (2) wyznaczone w ten sposób prognozowane koszty jednostkowe redysponowania nierynkowego dla poszczególnych technologii wytwarzania wchodzących w skład MWE są uśredniane dla całego MWE poprzez wyliczenie średniej arytmetycznej.
2. W przypadku gdy MWE, który jest objęty przynajmniej dwoma systemami wsparcia oraz w skład takiego MWE wchodzą urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu, o którym mowa w pkt 1., jest w całości objęty jednym systemem wsparcia, OSP nie stosuje zasad wyliczania prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego, określonego w pkt 1. W takim przypadku OSP stosuje zasady określone w pkt **11.4.3.**

3. W przypadku gdy MWE, o którym mowa w pkt 1., jest objęty co najmniej dwoma systemami wsparcia, OSP do tworzenia rankingu kosztowego, o którym mowa w pkt **11.4.3.**, wylicza prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego zgodnie z zasadami określonymi w pkt 1.

4. OSP wyznaczając prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego dla instalacji, w skład której wchodzą urządzenia wytwórcze pozyskujące energię z wiatru lub słońca lub z biogazu oraz urządzenia do magazynowania energii elektrycznej, stosuje kryteria i zasady określone w pkt 1. albo pkt **11.4.3.** w zależności czy taki MWE jest objęty jednym czy co najmniej dwoma systemami wsparcia**,** przy czym prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego wyznaczany jest jedynie dla tej części instalacji, w skład której wchodzą urządzenia wytwórcze.

5. OSP na potrzeby redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, tj. sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, dokonuje doboru MWE lub instalacji, o których mowa odpowiednio w pkt 1. oraz 4., stosuj~~e~~ąc kryteria oraz zasady określone w pkt **11.4.5**.

6. OSP w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, tj. sieci przesyłowej lub koordynowanej 110 kV, redysponuje MWE lub instalacjami, o których mowa odpowiednio w pkt 1. i 4., wydając pojedyncze polecenia redysponowania bez podziału na technologie, które wchodzą w skład takiego MWE lub instalacji, redysponując również urządzenia służące do magazynowania energii elektrycznej, zgodnie z zasadami określonymi w pkt **11.4.2**.

11.4.12. Monitorowanie planów pracy oraz deklarowanych planów pracy redysponowanych zasobów

1. Operator systemu właściwy do miejsca przyłączenia redysponowanego zasobu do sieci, monitoruje i weryfikuje jakość otrzymywanych planów pracy redysponowanego zasobu oraz dotrzymywanie dyscypliny ruchowej w zakresie poleceń wydawanych przez operatora systemu.

2. OSP monitoruje i weryfikuje jakość planów pracy, o której mowa w pkt 1., na podstawie porównania deklarowanego planu pracy, skorygowanego planu pracy oraz wydanych poleceń redysponowania nierynkowego z rzeczywistą ilością dostaw energii elektrycznej przez redysponowany zasób.

3. Niedotrzymanie dyscypliny ruchowej stanowi naruszenie procedur postępowania i wymiany informacji określonych w IRiESP, i podlega sankcjom określonym w ustawie Prawo energetyczne oraz może skutkować odpowiedzialnością kontraktową wobec OSP.

4. OSP uznaje, że doszło do naruszenia dyscypliny ruchowej, w następujących przypadkach:

   (1) gdy redysponowany zasób ~~niewykonuje~~nie wykonuje albo nienależycie wykonuje polecenia redysponowania wydane przez OSP~~, niezależnie od przyczyny~~ oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania;

   (2) gdy redysponowany zasób nie dostarczył planu pracy, a dotrzymywanie poziomu mocy wprowadzanej do sieci odbywa się z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu wprowadzanej mocy przez redysponowany zasób, określonego w deklarowanym planie pracy określonym przez OSP.

5. W przypadku redysponowanego zasobu nieobjętego poleceniem redysponowania, przesłanką do monitorowania dotrzymywania dyscypliny ruchowej są zmiany deklarowanego planu pracy

w relacji do poziomu zbilansowania POB. Dopuszcza się zmiany deklarowanego planu pracy dokonywane w okresie od 45. minuty do 20. minuty przed ORE~~B~~N, mające na celu poprawę zbilansowania POB, pod warunkiem, że takie zmiany zostały odwzorowane w skorygowanym planie pracy zgłoszonym do OSP do 20. minuty przed ORE~~B~~N. Zmiana ilości wytwarzanej energii elektrycznej w stosunku do planu pracy aktualnego na 20. minutę przed rozpoczęciem ORE~~B~~N nie wynikająca z uwarunkowań technicznych funkcjonowania redysponowanego zasobu, na które podmiot posiadający redysponowany zasób nie mógł oddziaływać w celu dotrzymania planu pracy, oraz zmiana ilości wytwarzanej energii elektrycznej nie wynikająca z nagłej i nieprzewidzianej potrzeby w zakresie zbilansowania POB, może być uznana za naruszenie dyscypliny ruchowej~~.~~ jeżeli wielkość tej zmiany wyniesie przynajmniej 10 % wolumenu zgłoszonego w planie pracy. W każdym przypadku dokonania ~~takiej~~ zmiany wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa powyżej, niezależnie od jej wielkości, na żądanie operatora systemu podmiot posiadający redysponowany zasób przedstawia uzasadnienie dokonania tej zmiany.

11.4.13. Zasady obliczania i warunki wypłaty rekompensaty finansowej oraz rozliczeń niewykonania poleceń redysponowania

1. Zasady obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej oraz rozliczeń niewykonania poleceń redysponowania są określone w Załączniku nr K2 do IRiESP - Korzystanie.

11.7. Wprowadzanie przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

11.7.1. Postanowienia ogólne

W pkt 3. początek drugiego akapitu oraz pkt (1) i (3) otrzymują brzmienie:

OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

(1) wydaje wytwórcy lub posiadaczowi MEE polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci MWE lub MEE przyłączonych do sieci zamkniętej;

(3) wydaje właściwemu OSD polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci MWE lub MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania, które nie są MWE lub MEE, o których mowa w pkt (1);

13. SPOSOBY I FORMY WYMIANY INFORMACJI, PUBLIKACJA I OCHRONA INFORMACJI

13.1. Formy wymiany informacji

13.1.1. Postanowienia ogólne

W pkt 4. po pkt (5) wprowadza się pkt (6) i (7) w brzmieniu:

(6) portal usług systemowych i działań interwencyjnych (portal PSDI);

(7) portal Wnioski OZE dla wytwórcy (portal WOZE).

Po rozdziale **13.** wprowadza się rozdział **14.** w brzmieniu:

14. AGREGACJA I LINIA BEZPOŚREDNIA

14.1. Agregacja zasobów i odpowiedź odbioru

1. Agregator zawiera umowy agregacji z odbiorcą końcowym, wytwórcą lub posiadaczem MEE zgodnie z art. 5a[1] ustawy Prawo energetyczne.
2. Agregator informuje OSP, w terminie określonym zgodnie z art. 4j ust. 6a ustawy Prawo energetyczne, o zawarciu umowy agregacji z odbiorcą końcowym, wytwórcą lub posiadaczem MEE jeżeli umowa agregacji zawarta jest w celu świadczenia usług systemowych na rzecz OSP i agregator zawarł z OSP umowę o świadczenie tych usług.
3. Agregacja zasobów:
   (1) w celu świadczenia usług systemowych w ramach rynku bilansującego realizowana jest poprzez algorytmy agregacji określane w umowach przesyłania zawieranych pomiędzy agregatorem a OSP, i odbywa się zgodnie z TCM - warunki dotyczące bilansowania;
   (2) w celu świadczenia usług systemowych poza rynkiem bilansującym, odbywa się zgodnie z zasadami agregacji, określanymi w umowach o świadczenie tych usług zawieranych pomiędzy agregatorem a OSP.
4. Informacja o zawarciu umowy agregacji jest przekazywana do OSP w formie powiadomienia zawierającego:
   (1) dane agregatora;
   (2) dane podmiotu agregowanego;
   (3) wskazanie zasobu wraz z jego nazwą, adresem i kodem PPE/MD określonym w umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
   (4) proponowaną datę przypisania agregatora do zasobu.
5. Agregator przekazuje do OSP w formie elektronicznej powiadomienie o zawarciu umowy agregacji, podpisane kwalifikowanym podpisem elektronicznym zgodnie z zasadami reprezentacji agregatora, na adres poczty elektronicznej określony w umowie zawartej pomiędzy OSP a agregatorem lub w inny sposób określony w tej umowie.
6. OSP, po otrzymaniu powiadomienia o zawarciu umowy agregacji, weryfikuje poprawność przypisania agregatora do zasobu oraz informuje agregatora o spełnieniu albo o niespełnieniu warunków zmiany agregatora, poprzez przekazanie stosownej informacji na adres poczty elektronicznej określony w umowie zawartej pomiędzy OSP a agregatorem lub w inny sposób określony w tej umowie. W przypadku negatywnej weryfikacji OSP podaje przyczynę odrzucenia powiadomienia.
7. OSP dokonuje przypisania agregatora do zasobu wskazanego w powiadomieniu od początku doby w dacie wskazanej w powiadomieniu, jednak nie wcześniej niż w terminie 24 godzin od momentu otrzymania przez OSP powiadomienia o zawarciu umowy agregacji. W przypadku gdy data wskazana w powiadomieniu nie spełnia powyższego warunku OSP dokonuje przypisania agregatora do zasobu wskazanego w powiadomieniu od początku doby w dacie spełniającej ten warunek.
8. W przypadku agregatora pełniącego funkcję DUB, jeżeli zmiana agregatora jest związana z koniecznością przeprowadzenia procedury kwalifikacji, o której mowa w TCM - warunki dotyczące bilansowania, zmiana agregatora następuje zgodnie z zasadami dokonywania przyporządkowania zasobu do JG danego DUB określonymi w tym TCM.
9. Wymagania techniczne dotyczące uczestnictwa przez agregację w odniesieniu do świadczenia usług systemowych określa:

(1) TCM – warunki dotyczące bilansowania, IRiESP - Korzystanie oraz umowa przesyłania - w przypadku świadczenia usług systemowych w ramach rynku bilansującego;

(2) umowa o świadczenie usług systemowych zawarta z OSP - w przypadku świadczenia usług systemowych poza rynkiem bilansującym.

10. Wymagania techniczne dotyczące uczestnictwa odpowiedzi odbioru:

(1) w przypadku świadczenia usług systemowych w ramach rynku bilansującego - określa TCM - warunki dotyczące bilansowania, IRiESP - Korzystanie oraz umowa przesyłania;

(2) w przypadku świadczenia usług systemowych poza rynkiem bilansującym - określa umowa o świadczenie usług systemowych zawarta z OSP.

14.2. Linia bezpośrednia, wydzielony odbiorca i wydzielony MWE

14.2.1. Zasady sporządzania ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny

1. W przypadku wydzielonego odbiorcy albo przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 11f ustawy Prawo energetyczne, przyłączonego do sieci przesyłowej i ubiegającego się o budowę linii bezpośredniej lub posiadającego tytuł prawny do linii bezpośredniej, do którego energia elektryczna będzie dostarczana z MWE za pomocą tej linii, gdzie:

(1) istniejące urządzenia lub instalacje umożliwiają wprowadzanie energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią do sieci przesyłowej;

(2) łączna moc zainstalowana w wydzielonym MWE jest większa niż 2 MW;

konieczne jest wykonanie ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny (dalej „ekspertyza wpływu linii bezpośredniej”).

2. Ekspertyzę wpływu linii bezpośredniej sporządza podmiot spełniający przesłanki określone w art. 7aa ust. 10 pkt 3a ustawy Prawo energetyczne, działający na rzecz podmiotu ubiegającego się o budowę linii bezpośredniej lub posiadającego tytuł prawny do linii bezpośredniej (dalej „wykonawca”).

3. Wykonawca ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej:

(1) uzgadnia z OSP zakres, warunki i założenia wykonania ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej oraz zakres danych i informacji do przekazania przez OSP, niezbędnych do wykonania tej ekspertyzy; oraz

(2) zawiera z OSP umowę określającą warunki udostępnienia przez OSP informacji prawnie chronionych oraz zasady ograniczonego wykorzystania udostępnionych informacji.

4. Niezwłocznie po dokonaniu uzgodnienia z OSP, o którym mowa w pkt 3. (1), wykonawca występuje do OSP z wnioskiem o zawarcie umowy, o której mowa w pkt 3. (2), załączając do wniosku w szczególności:

(1) oświadczenie podmiotu, o którym mowa w pkt 1., tj. wydzielonego odbiorcy albo przedsiębiorstwa energetycznego, wskazujące wykonawcę ekspertyzy;

(2) oświadczenie o spełnianiu przez wykonawcę ekspertyzy przesłanek określonych w art. 7aa ust. 10 pkt 3a ustawy Prawo energetyczne;

(3) propozycję zakresu, warunków i założeń do wykonania ekspertyzy, będącą wynikiem uzgodnień, o których mowa w pkt 3. (1) oraz zgodną z wymaganiami określonymi w pkt 5.;

(4) dane opisujące:

(a) linię bezpośrednią, w tym jej lokalizację, długość, informacje o napięciu znamionowym i dopuszczalną długotrwałą obciążalność prądową linii bezpośredniej,

(b) MWE, w tym moc zainstalowaną oraz technologię wytwarzania energii elektrycznej,

(c) odbiorcę energii elektrycznej, w tym moce znamionowe i liczbę głównych urządzeń odbiorczych oraz miejsce jego przyłączenia do sieci przesyłowej;

(5) schemat elektryczny linii bezpośredniej wraz z charakterystyką jej przyłączenia do sieci, instalacji lub urządzeń podmiotu, o którym mowa w pkt 1. i charakterystyką przyłączenia MWE, z zaznaczeniem w szczególności lokalizacji układów pomiarowo - rozliczeniowych oraz miejsc rozgraniczenia własności;

(6) określenie przypadków, w których energia elektryczna dostarczana linią bezpośrednią może zostać wprowadzona do sieci przesyłowej, zgodnie z art. 7aa ust. 3 ustawy Prawo energetyczne wraz z określeniem ilości energii elektrycznej, która może zostać wprowadzona do sieci przesyłowej;

(7) inne istotne informacje dotyczące możliwości określenia wpływu przyłączenia linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączanych na system elektroenergetyczny.

5. Propozycja zakresu, warunków i założeń do wykonania ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej obejmuje:

(1) wytyczne do obliczeń w zakresie:

(a) obszaru sieci, który będzie przedmiotem analizy,

(b) roku, na który będą przeprowadzane obliczenia,

(c) analizowanych stanów pracy KSE oraz modelowania MWE na obszarze analizy (poziom generacji),

(d) prognozowanego zapotrzebowania na moc,

(e) sposobu bilansowania KSE,

(f) elementów KSE przyjmowanych do wyłączeń w stanach awaryjnych pracy sieci (zgodnie z regułą n-1);

(2) zakres przeprowadzanych obliczeń obejmujący:

(a) analizę rozpływów prądów, mocy czynnej i biernej w sieci WN i NN,

(b) analizę poziomów napięć w węzłach sieci WN i NN,

(c) analizę zwarciową oraz ocenę wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na moce i prądy zwarciowe w KSE;

(3) kryteria oceny wyników ekspertyzy.

6. OSP, w terminie 14 dni od daty zawarcia umowy, o której mowa w pkt 3. (2) przekazuje wykonawcy zgodnie z jej postanowieniami informacje niezbędne do wykonania ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej.

14.2.2. Wymagania w odniesieniu do linii bezpośredniej, wydzielonego odbiorcy i wydzielonego MWE

1. Wymagania techniczne zawarte w IRiESP - Korzystanie, dotyczące przyłączonych lub planowanych do przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci określone w rozdziale 3 - Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji lub sieci, stosuje się odpowiednio w odniesieniu do linii bezpośredniej, wydzielonego odbiorcy i wydzielonego MWE.
2. Wydzielony odbiorca przyłączony do sieci przesyłowej i korzystający z linii bezpośredniej (dalej „wydzielony odbiorca") w celu zapewnienia niewprowadzania do sieci przesyłowej energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonym MWE, jest obowiązany do zainstalowania dedykowanej automatyki regulacyjnej, uniemożliwiającej wprowadzanie do sieci tej energii.
3. Zadaniem automatyki regulacyjnej jest nadążne ograniczanie mocy czynnej generowanej przez wydzielony MWE, z którego wydzielony odbiorca pobiera energię elektryczną poprzez linię bezpośrednią, do poziomu mocy pobieranej przez tego odbiorcę, łącznie z wyłączeniem poszczególnych MWE, w przypadku gdy do linii bezpośredniej jest przyłączonych więcej niż jeden MWE.
4. Wydzielony odbiorca jest obowiązany do uzgodnienia z OSP wymagań techniczno-funkcjonalnych dla automatyki regulacyjnej, uniemożliwiającej wprowadzanie energii elektrycznej do sieci przesyłowej.
5. Wydzielony odbiorca jest odpowiedzialny za przeprowadzenie i zakończenie z wynikiem pozytywnym testów automatyki regulacyjnej, uniemożliwiającej wprowadzanie do sieci energii elektrycznej, na warunkach określonych przez OSP, przy udziale pracowników wydzielonego odbiorcy i niezależnej firmy eksperckiej uzgodnionej z OSP, z możliwością uczestnictwa przedstawiciela OSP.
6. Wydzielony odbiorca zgłasza OSP gotowość do wykonania testów automatyki regulacyjnej, przy czym termin wykonania tych testów wymaga uzgodnienia z OSP.
7. Wydzielony odbiorca zgłasza OSP także gotowość przyłączenia wydzielonego MWE poprzez linię bezpośrednią do urządzeń, instalacji lub sieci tego odbiorcy. Niniejsze zgłoszenie stanowi podstawę do zmiany umowy przesyłania zawartej z OSP, w ramach której:
   (1) uzgadniane są wymagania dla automatyki regulacyjnej, o której mowa w pkt 2.;
   (2) dokonywana jest klasyfikacja typu wydzielonego MWE, w rozumieniu NC RfG, przy czym do określenia typu MWE, przyjmuje się napięcie przyłączenia wydzielonego odbiorcy do sieci przesyłowej;
   (3) wskazuje się podmiot odpowiedzialny za realizację procesu przyłączania oraz weryfikacji spełnienia wymagań technicznych wynikających z NC RfG.
8. Do wydzielonego MWE stosuje się wymagania techniczne określone jak dla MWE w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 4 ustawy Prawo energetyczne, NC RfG oraz w TCM dotyczących wymagań technicznych dla MWE, przyjętych na podstawie NC RfG.
9. Wydzielony odbiorca na wniosek OSP wyposaża wydzielony MWE w układ regulacji napięcia i mocy biernej skoordynowany z nadrzędnym układem regulacji OSP.
10. OSP monitoruje zdarzenia wprowadzenia energii elektrycznej do sieci przesyłowej na podstawie wskazań układów pomiarowo - rozliczeniowych zainstalowanych zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt **4.1.** Wartość energii elektrycznej czynnej wprowadzonej do sieci przez wydzielonego odbiorcę, zmierzona w miejscu przyłączenia, powinna wynosić zero dla każdego 15 - minutowego przedziału czasu.

11. W przypadku gdy praca wydzielonego MWE na poziomie minimum technicznego spowoduje wprowadzanie energii elektrycznej do sieci, to wydzielony MWE powinien zostać wyłączony. Ponowne załączenie do sieci może nastąpić, jeżeli wielkość zapotrzebowania wydzielonego odbiorcy nie będzie niższa niż ilość energii elektrycznej wytwarzana podczas pracy tego MWE na poziomie jego minimum technicznego.

12. W przypadku identyfikacji negatywnego wpływu pracy wydzielonego MWE na pracę sieci przesyłowej, OSP może żądać przeprowadzenia dodatkowych, sprawdzających testów zgodności oraz wprowadzenia działań naprawczych, o ile potrzeba takich działań zostanie zidentyfikowana. Informację o wynikach testów zgodności i wprowadzonych działaniach naprawczych, przekazuje OSP posiadacz linii bezpośredniej za pośrednictwem wydzielonego odbiorcy.

14.2.3. Sposób postępowania w przypadku niezgodnego z umową przesyłania wprowadzenia energii elektrycznej do sieci przesyłowej

1. W przypadku niezgodnego z umową przesyłania wprowadzenia energii elektrycznej do sieci przesyłowej przez wydzielonego odbiorcę korzystającego z linii bezpośredniej (dalej „nieuprawnione wprowadzenie energii do sieci"), OSP powiadamia wydzielonego odbiorcę o nieuprawnionym wprowadzeniu energii do sieci.

2. W powiadomieniu, OSP wskazuje terminy i ilości energii oraz miejsca dostarczania energii elektrycznej określone w umowie przesyłania, w których nastąpiło nieuprawnione wprowadzenie energii do sieci.

3. OSP w terminie 37 dni od dnia powiadomienia o nieuprawnionym wprowadzeniu energii do sieci, wystawia dokument księgowy, z zastrzeżeniem pkt 4.

4. Jeżeli w okresie do 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia, wydzielony odbiorca złoży odwołanie, w którym wykaże, że ilości energii wskazane w powiadomieniu nie zostały dostarczone linią bezpośrednią lub są błędne, wówczas:

   (1) w przypadku uznania odwołania - opłata, o której mowa w pkt 5., nie zostanie naliczona;

   (2) w przypadku nieuznania odwołania lub częściowego uznania odwołania - OSP wystawia dokument księgowy za nieuprawnione wprowadzenie energii do sieci w terminie 7 dni od daty rozpatrzenia odwołania.

5. Opłata za nieuprawnione wprowadzenie energii do sieci przez wydzielonego odbiorcę O^{NW} jest obliczana według wzoru:

$$\mathrm{O}^{NW} = \mathrm{E}^{NW} \cdot 5 \cdot \ (C^{RK} + S^{ZP})$$

gdzie:

E^{NW}	–	ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez wydzielonego odbiorcę w sposób nieuprawniony w okresie rozliczeniowym [MWh]
C^{RK}	–	cena energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy Prawo energetyczne, obowiązująca w okresie, w którym nastąpiło nieuprawnione wprowadzenie energii do sieci przez wydzielonego odbiorcę [zł/MWh]
S^{ZP}	–	suma zmiennych stawek opłat przesyłowych ustalonych w taryfie OSP, obowiązującej w okresie, w którym nastąpiło nieuprawnione wprowadzenie energii do sieci przez wydzielonego odbiorcę [zł/MWh]

6. Opłatę, o której mowa w pkt 5. oblicza się dla okresu rozliczeniowego określonego w taryfie OSP, w którym nastąpiło nieuprawnione wprowadzenie energii do sieci przez wydzielonego odbiorcę.
7. Należności za nieuprawnione wprowadzenie energii do sieci są płatne przez wydzielonego odbiorcę przelewem w terminie do 14 dni od daty wystawienia dokumentu księgowego.

Skreśla się dotychczasowy rozdział **14.** ZESTAWIENIE ZAŁĄCZNIKÓW DO IRIESP - KORZYSTANIE

Z wyrażenia „przepisy prawa powszechnie obowiązującego” użytego w pkt 6.1. 1, 6.6.2. 4., 6.6.3. 1., 6.7. 2., 7.2. 4., 7.3. 10., 9.9. 1. i 2. oraz 13.3. 4., skreśla się „powszechnie obowiązującego” pozostawiając ”przepisy prawa”.

IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

1. USŁUGI SYSTEMOWE

1.1. Katalog usług systemowych

Pkt **1.1.** otrzymuje brzmienie:

1.1. Katalog usług świadczonych na rzecz OSP

1. OSP pozyskuje następujące usługi:
   (1) usługi systemowe:
      (a) niedotyczące częstotliwości (usługi napięciowe):
         – usługa regulacji napięcia w stanach ustalonych:
            ▪ usługa udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE),
            ▪ usługa pracy kompensatorowej,
         – usługa odbudowy KSE,
      (b) dotyczące częstotliwości w zakresie usług bilansujących (usługi bilansujące):
         – energia bilansująca,
         – moce bilansujące,
      (c) dotyczące częstotliwości w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej (usługi interwencyjne):
         – interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców (usługa IRP),
         – interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców (usługa IZP),
         – interwencyjna dostawa energii elektrycznej, o której mowa pkt **1.9.** (4),
         – usługi wymienione w pkt 1. (2) (a) wykorzystywane dla potrzeb bilansowych.
   (2) usługi sieciowe:
      (a) usługa w zakresie generacji wymuszonej względami systemowymi (GWS) wykorzystywana do zarządzania ograniczeniami sieciowymi poza zintegrowanym procesem grafikowania,
      (b) usługi wymienione w pkt (1) (c) (tiret pierwsze do tiret trzecie) wykorzystywane do zarządzania ograniczeniami sieciowymi poza zintegrowanym procesem grafikowania.
2. Pozyskiwanie i wykorzystywanie usług, o których mowa w pkt 1., nie wpływa na prawo OSP do wydawania poleceń ruchowych, w tym redysponowania nierynkowego, o którym mowa w art. 9c ust. 7a - 7q ustawy Prawo energetyczne.
3. Z zastrzeżeniem postanowień pkt 4. zdanie pierwsze, warunki techniczne i handlowe świadczenia usług na rzecz OSP są określone w IRiESP lub w umowie zawieranej pomiędzy OSP a dostawcą usług.
4. Zasady pozyskiwania i korzystania z usług bilansujących są określone w TCM - warunki dotyczące bilansowania. Zgodnie z tymi zasadami bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących przez zasoby w sieci dystrybucyjnej oraz zasady potwierdzania spełnienia tych

uwarunkowań określa IRiESD, przy czym potencjał świadczenia usług bilansujących przez zasoby przyłączone do sieci danego OSD może być ograniczony wyłącznie ze względu na warunki pracy sieci dystrybucyjnej tego OSD.

5. Energia elektryczna dostarczana w ramach świadczenia usług na rzecz OSP jest rozliczana na rynku bilansującym (RB) zgodnie z warunkami i zasadami określonymi w TCM - warunki dotyczące bilansowania.

6. Jeżeli w wyniku realizacji procesu kontraktowania usług na rzecz OSP nie będzie możliwe pozyskanie zakresu usług wymaganych ze względu na zapewnienie bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE, przy ograniczonych środkach finansowych na ten cel z taryfy OSP, wówczas OSP może wystąpić z wnioskiem do Prezesa URE o ustalenie warunków zakupu niezbędnego zakresu tych usług, w tym cen za ich świadczenie.

7. OSP pozyskuje usługi napięciowe w trybie polegającym na zastosowaniu przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych, przewidzianych w przepisach prawa lub opracowanych na podstawie stosownych przepisów prawa.

8. OSP koordynuje korzystanie przez OSD z usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności, mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z zasadami określonymi odpowiednio w pkt **1.8.** i **1.9.**

9. Koszty zakupu usług na rzecz OSP są pokrywane z przychodów z opłaty jakościowej taryfy OSP.

1.2. Usługa udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (usługa ARNE)

1.2.1. Postanowienia ogólne

Pkt 3. otrzymuje brzmienie:

3. Zasoby wymienione w pkt 2. mogą świadczyć usługę ARNE wyłącznie gdy są przyłączone do sieci przesyłowej bądź do szyn 110 kV w węzłach NN/110kV i są wyposażone w układy ARNE.

Pkt 6. otrzymuje brzmienie:

6. Zakres regulacji mocy biernej dla każdego MWE lub MEE określa dostawca usługi w uzgodnieniu z OSP i jest on zgodny z wykresami dostępności mocy biernej w zależności od generowanej mocy czynnej, które zawiera umowa dedykowana usłudze ARNE (dalej „umowa ARNE").

1.2.2. Rozliczanie usługi ARNE JWCD cieplnych

Tytuł pkt **1.2.2.** otrzymuje brzmienie:

1.2.2. Rozliczanie usługi ARNE

1.2.2.1. Postanowienia ogólne

Pkt 2. otrzymuje brzmienie:

2. Odpłatność za usługę ARNE odbywa się według ceny godzinowej za udział w usłudze ARNE (C^{ARNE}), odzwierciedlającej koszty eksploatacji układów ARNE, ustalonej z dostawcą usługi w umowie ARNE, z zastrzeżeniem pkt 8.

W pkt 4. pkt (1) otrzymuje brzmienie:

(1) liczba godzinowa, dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do czterech miejsc po przecinku;

Pkt 7. otrzymuje brzmienie:

7. Układ ARNE powinien być załączony po synchronizacji MWE na polecenie OSP. Stan faktyczny pracy z załączonym lub wyłączonym układem ARNE wynika z komunikatu przesłanego do OSP za pośrednictwem systemu SOWE lub innej drogi komunikacji uzgodnionej z OSP i określonej w umowie ARNE.

Tytuły pkt **1.2.2.2. - 1.2.2.5.** otrzymują brzmienie:

1.2.2.2. Rozliczenia ilościowe i wartościowe usługi ARNE

1.2.2.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych dotyczących świadczenia usługi ARNE - raport dobowy

1.2.2.4. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych dotyczących świadczenia usługi ARNE - raport handlowy

1.2.2.5. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych dotyczących świadczenia usługi ARNE - raport handlowy korygujący

1.3. Usługi systemowe w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej

Tytuł pkt **1.3.** otrzymuje brzmienie:

1.3. Usługa IRP oraz usługa IZP

1.3.1. Postanowienia ogólne

Skreśla się tytuł pkt **1.3.1.**

Pkt 1. i 2. otrzymują brzmienie:

1. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, OSP może zawierać umowy o świadczenie usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej z podmiotami dysponującymi sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej interwencyjnej dostawy mocy czynnej w zakresie:

   (1) usługi IRP, której świadczenie polega na prawie do oferowania redukcji obciążenia i zobowiązaniu do wykonania redukcji obciążenia w wielkości zaoferowanej przez dostawcę usługi oraz wykonanie redukcji obciążenia na polecenie OSP;

   (2) usługi IZP, której świadczenie polega na prawie do oferowania zwiększenia obciążenia i zobowiązaniu do wykonania zwiększenia obciążenia w wielkości zaoferowanej przez dostawcę usługi oraz wykonanie zwiększenia obciążenia na polecenie OSP.

2. OSP może zawierać umowy o świadczenie usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej ze wszystkimi podmiotami zainteresowanymi świadczeniem tych usług, co oznacza, że na etapie ich zawierania podmiot nie jest zobowiązany do dysponowania sterowanymi odbiorami energii elektrycznej, tj. obiektami redukcji (ORed), przy czym usługi systemowe w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej mogą być świadczone przez podmioty dysponujące ORed posiadającymi certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny", uzyskane zgodnie z pkt 9.

Skreśla się pkt 4.

Dotychczasowe pkt 5. - 9. otrzymują odpowiednio oznaczenie 4. - 8.

Pkt 4. (według nowej numeracji) otrzymuje brzmienie:

4. ORed wykorzystywane do świadczenia usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej występują poza strukturą obiektową RB.

Wprowadza się pkt 9. w brzmieniu:

9. Szczegółowy proces certyfikacji ORed i pozyskiwania danych pomiarowo - rozliczeniowych dla ORed określa Załącznik nr B1 do IRiESP - Bilansowanie.

1.3.2. Certyfikacja ORed i pozyskiwanie danych pomiarowo - rozliczeniowych dla ORed

Postanowienia pkt **1.3.2.** zostają przeniesione do Załącznika nr B1 do IRiESP – Bilansowanie.

1.4. Usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (usługa GWS)

Cały pkt **1.4.** otrzymuje brzmienie:

1.4. Usługa GWS

1. OSP może zawierać z podmiotem posiadającym MWE stanowiące JWCD albo nJWCD oraz MEE umowę o świadczenie usługi GWS (dalej „umowa GWS") w celu zapewnienia określonej ilości dostaw energii elektrycznej przez MWE lub MEE, ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE oraz dla zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy KSE.
2. Usługa GWS jest świadczona przez zasoby będące MWE stanowiące nJWCD lub MEE nieuczestniczące w RB, na podstawie następujących zasad:
   (1) OSP wydaje polecenia przywołania do pracy lub zmiany ilości dostaw energii elektrycznej przez zasób w celu spełnienia ograniczeń sieciowych w KSE;
   (2) OSP wydaje polecenia przywołania do pracy lub zmiany ilości dostaw energii elektrycznej przez zasób w celu zbilansowania produkcji oraz zapotrzebowania na energię elektryczną;
   (3) podmiot świadczący usługę GWS jest zobowiązany do odwzorowania ilości dostaw energii elektrycznej wynikającej ze świadczenia usługi GWS w planie pracy zasobu, zgodnie z zasadami określonymi w TCM - zakres wymienianych danych i w pkt **12.3.** IRiESP - Korzystanie;
   (4) szczegółowe warunki świadczenia usługi GWS oraz zasady jej rozliczania określa umowa GWS zawierana pomiędzy OSP a dostawcą usługi.
3. Usługa GWS jest świadczona przez zasoby będące MWE stanowiące JWCD lub MEE uczestniczące w RB, na podstawie następujących zasad:
   (1) usługa jest świadczona wyłączenie przez zasoby ~~aktywnie uczestniczące w bilansowaniu systemu i~~ tworzące jednostki grafikowe;
   (2) usługa jest świadczona w następujący sposób:

(a) OSP określa dla danego zasobu wymagane ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych okresach, dotyczących jednej albo więcej dób, których zapewnienie jest konieczne ze względu na spełnienie ograniczeń sieciowych,

(b) usługa w danej dobie może być świadczona w jednym z dwóch trybów:

– trybie nierozliczanego GWS, w którym zgłaszany program pracy na RB dla zasobu spełnia wymagania określone w pkt (2) (a) wyłącznie w wyniku działalności podmiotu świadczącego usługę GWS na rynku energii. W tym trybie koszt usługi GWS jest pokrywany w całości z przychodów z rynku energii elektrycznej, w tym RB, i nie jest dokonywane rozliczenie usługi GWS między OSP oraz podmiotem świadczącym usługę GWS,

– trybie rozliczanego GWS, w którym podmiot świadczący usługę GWS jest zobowiązany do realizacji następujących działań w odniesieniu do zasobu:

▪ zgłoszenia dla zasobu programu pracy dla danej doby i okresu świadczenia usługi GWS spełniającego wymagania określone w pkt (2) (a), w przypadku gdy średnia arytmetyczna cena SDAC dla danej doby w okresie świadczenia usługi GWS jest większa od zera, albo

▪ zgłoszenia dla zasobu zerowego programu pracy dla danej doby i okresu świadczenia usługi GWS, w przypadku gdy średnia cena arytmetyczna SDAC dla danej doby w okresie świadczenia usługi GWS jest mniejsza albo równa zero, albo

▪ rozliczenia z OSP usługi GWS w zakresie kosztów zmiennych jej świadczenia wyznaczonych zgodnie z zasadami obowiązującymi na RB, pomniejszonych o przychody uzyskane z rynku energii elektrycznej, w tym z RB,

(c) wybór trybu świadczenia usługi GWS dla danej doby, o którym mowa w pkt (2) (b), jest dokonywany przez podmiot świadczący usługę GWS, przy czym informacja o dokonanym wyborze jest przekazywana OSP do godziny 7.00 doby poprzedzającej, w sposób określony w umowie GWS,

(d) jeżeli zasób będący MWE stanowiącym JWCD lub MEE, uczestniczącym w RB, świadczy w danej dobie usługę GWS w trybie rozliczanego GWS, to podmiot świadczący usługę GWS ma obowiązek zgłoszenia na RB ofert na moce bilansujące (OMB) z cenami ofertowymi w poszczególnych godzinach doby nie wyższymi niż możliwa do uzyskania marża na produkcji energii elektrycznej wyznaczona w stosunku do ceny SDAC w poszczególnych godzinach w tej dobie. W przypadku, gdy wyznaczona w ten sposób marża jest mniejsza albo równa zero dla danej godziny, to zgłoszenia OMB powinny zawierać w tej godzinie ceny równe 0,01 zł/MW-h.

4. Szczegółowe warunki świadczenia i rozliczania usługi GWS przez zasoby będące MWE stanowiącymi JWCD lub MEE uczestniczące w RB określa umowa GWS, z zachowaniem następujących zasad:

(1) OSP określa do godz. 8.00 w dobie d wymaganą ilość dostaw energii elektrycznej przez zasób w okresie rozpoczynającym się od doby d+1 i obejmującym jedną albo wiele kolejnych dób, jednak nie więcej niż 30;

(2) rozliczenie usługi GWS świadczonej w trybie, o którym mowa w pkt 3. (2) (b) tiret drugie w ramach działań określonych w punktor pierwszy, odbywa się zgodnie z poniższymi zasadami:

(a) usługa GWS jest rozliczana w dobowych cyklach rozliczeniowych,

(b) rozliczenie danej doby jest dokonywane z uwzględnieniem następujących składników:

– należności za energię elektryczną dostarczoną w ramach usługi GWS, wyznaczaną według ceny stanowiącej różnicę pomiędzy:

▪ ceną wyznaczoną jako większa z (i) średniej arytmetycznej ceny SDAC dla okresu, w którym jest świadczona usługa GWS, oraz (ii) 0,01 zł/MWh,

▪ ceny CWD zasobu,

w poszczególnych okresach świadczenia usługi GWS,

– należności za uruchomienia zasobu w przypadku, gdy uruchomienie bezpośrednio poprzedza wymagany okres świadczenia usługi GWS,

– należności za energię elektryczną dostarczoną przez zasób podczas uruchomienia zasobu, wyznaczoną według ceny będącej różnicą pomiędzy ceną SDAC i ceną CWD zasobu,

– należności za energię bilansującą, moce bilansujące i rezerwy operacyjne w zakresie oraz w okresie świadczenia usługi GWS oraz w pozostałym okresie doby, jeżeli należności wynikały ze świadczenia usługi GWS,

(3) rozliczenie usługi GWS w trybie, o którym mowa w pkt 3. (2) (b) tiret drugie w ramach działań określonych w punktorze drugim odbywa się zgodnie z zasadami określonymi w TCM - warunki dotyczące bilansowania.

1.5. Usługa pracy kompensatorowej (praca kompensatorowa)

Cały pkt **1.5.** otrzymuje brzmienie:

1.5. Usługa pracy kompensatorowej

1. Usługa pracy kompensatorowej polega na dostawie mocy biernej do sieci przez przyłączony do niej zasób w warunkach braku wprowadzania do sieci mocy czynnej przez ten zasób.

2. Jeżeli świadczenie usługi, o której mowa w pkt 1. wymaga poboru mocy czynnej z sieci na potrzeby zasilania urządzeń i instalacji służących do realizacji tej usługi, to jest ona rozliczana w ramach umowy o świadczenie usługi pracy kompensatorowej.

3. Usługa pracy kompensatorowej może być realizowana przez:

(1) kompensatory synchroniczne i statyczne;

(2) MWE elektrowni szczytowo-pompowych pracujące w trybie kompensatorowym;

(3) MWE typu PPM;

(4) MEE.

4. Wymagania dla MWE elektrowni szczytowo-pompowych, PPM oraz MEE są określone w IRiESP - Korzystanie.

5. Wymagania dla kompensatorów statycznych i kompensatorów synchronicznych są określane przez OSP na etapie wydawania warunków przyłączenia lub w przypadku gdy stanowią one majątek OSP wymagania są określane w standardach technicznych OSP.

6. Zakres oraz warunki świadczenia usługi pracy kompensatorowej określa umowa o świadczenie usługi pracy kompensatorowej.

1.6. Usługa odbudowy KSE

Wprowadza się pkt 1. w brzmieniu:

1. Usługa odbudowy KSE może być świadczona przez MWE oraz MEE.

Dotychczasowe pkt 1. i 2. oznacza się odpowiednio jako pkt 2. i 3.

Pkt 3. (według nowej numeracji) otrzymuje brzmienie:

3. Zakres oraz warunki świadczenia usługi odbudowy KSE na rzecz OSP, z wykorzystaniem zasobu dostawcy tej usługi, określa umowa o świadczenie usługi odbudowy KSE.

1.7. Fakturowanie i rozliczanie finansowe usług systemowych

Cały pkt **1.7.** otrzymuje brzmienie:

1.7. Fakturowanie i rozliczanie finansowe usług świadczonych na rzecz OSP

1. Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP, odpowiednio raport handlowy oraz raport handlowy korygujący.
2. Każdy dostawca usług świadczonych na rzecz OSP wystawia fakturę oraz fakturę korygującą, odpowiednio do świadczonej usługi.
3. Faktura oraz faktura korygująca powinna zawierać wszystkie elementy wymagane przez obowiązujące przepisy, w szczególności określone w ustawie o podatku od towarów i usług.
4. Na fakturze powinny być wyspecyfikowane:
   (1) zestawienie dostarczonych usług świadczonych na rzecz OSP - dla każdej dostarczonej usługi systemowej należy zamieścić:
      (a) ilość dostarczonej usługi świadczonej na rzecz OSP,
      (b) cenę za dostarczoną usługę świadczoną na rzecz OSP,
      (c) należność za dostarczoną usługę świadczoną na rzecz OSP;
   (2) łączna należność za wszystkie usługi świadczone na rzecz OSP dostarczone w okresie rozliczeniowym.
5. Na fakturze korygującej powinny być wyspecyfikowane:
   (1) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne);
   (2) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty;
   (3) wielkość korekty.
6. Faktura powinna zawierać dodatkowo:
   (1) numer raportu handlowego;
   (2) okres rozliczeniowy.
7. Faktura korygująca powinna zawierać dodatkowo:
   (1) numer raportu handlowego korygującego;
   (2) okres rozliczeniowy (korygowany).
8. Rozliczenia finansowe pomiędzy OSP a dostawcą usług świadczonych na rzecz OSP są dokonywane na podstawie wystawionych faktur oraz faktur korygujących.

9. W dniu wystawienia faktury lub faktury korygującej wystawiający jest obowiązany do przesłania jej w formie elektronicznej w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług, a w przypadku braku akceptacji na stosowanie faktur elektronicznych dostarczenia jej w inny sposób, za potwierdzeniem odbioru, nie później niż 7 dni przed upływem terminu płatności.

10. Datą zapłaty należności jest data uznania rachunku bankowego dostawcy usługi w przypadku płatności na rzecz dostawcy usługi oraz odpowiednio data uznania rachunku bankowego OSP w przypadku płatności na rzecz OSP.

11. W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności, ustalonego zgodnie z pkt 16. i 17. Jeżeli jednak faktura albo faktura korygująca, stanowiącą podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.

12. Ceny i stawki powołane w rozdziale 1. - Usługi systemowe i sieciowe świadczone na rzecz OSP lub ustalane zgodnie z jego postanowieniami nie zawierają należnego podatku od towarów i usług (VAT) ani podatku akcyzowego (akcyza). W odniesieniu do powołanych cen i stawek opłat, VAT i akcyza są naliczane zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie przepisami. Dostawca usług świadczonych na rzecz OSP i OSP są obowiązani do przekazywania drugiej stronie wszelkich informacji niezbędnych do prawidłowego naliczenia VAT i akcyzy.

13. Za świadczenie usług na rzecz OSP rozliczanych w okresach rozliczeniowych miesięcznych (miesiącach kalendarzowych) dostawca tych usług wystawia faktury nie później niż 15. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

14. Dla usług świadczonych na rzecz OSP rozliczanych dekadowo, w każdym miesiącu kalendarzowym występują trzy okresy rozliczeniowe. Przy podziale miesiąca kalendarzowego na okresy rozliczeniowe obowiązują następujące zasady:

    (1) dwa pierwsze okresy rozliczeniowe obejmują zawsze po 10 kolejnych dób;

    (2) trzeci okres rozliczeniowy obejmuje pozostałe doby miesiąca kalendarzowego, tj. 8, 9, 10 albo 11 kolejnych dób w zależności od liczby dni w miesiącu.

15. Za świadczenie usług na rzecz OSP rozliczanych dekadowo dostawca tych usług wystawia faktury nie później niż 15. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

16. Terminem płatności faktur za usługi świadczone na rzecz OSP rozliczane miesięcznie jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

17. Terminem płatności faktur za usługi świadczone na rzecz OSP rozliczaene dekadowo jest 25. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

18. Postanowienia pkt **6.6.4.** IRiESP - Korzystanie odnośnie reklamacji dotyczących dokumentów rozliczeniowych przekazanych użytkownikowi systemu za świadczone przez OSP usługi przesyłania w zakresie przesyłania energii elektrycznej i korzystania z KSE stosuje się

odpowiednio w odniesieniu do dokumentów rozliczeniowych przekazanych użytkownikowi systemu za usługi świadczone na rzecz OSP.

Po pkt **1.7.** wprowadza się pkt **1.8.** i **1.9.** w brzmieniu:

1.8. Zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych niedotyczących częstotliwości mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV

1. Zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych niedotyczących częstotliwości mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, przedstawiono w podziale na usługi z katalogu usług wskazanego w pkt **1.1.** 1. (1) (a).

2. OSP i OSD korzystają z usługi regulacji napięcia zgodnie z następującymi zasadami:

   (1) OSP celem utrzymania standardów jakościowych w zakresie napięć i mocy biernej zgodnie z pkt **1.4.** IRiESP - Korzystanie określa poziomy napięć oraz prowadzi ich regulację w węzłach sieci NN i NN/110 kV;

   (2) OSD planuje poziomy napięć oraz prowadzi ich regulację w węzłach sieci 110 kV, innych niż węzły NN/110 kV, oraz węzłach sieci SN i nN, utrzymując napięcie po stronie 110 kV w węzłach sieci 110 kV/SN poniżej wartości napięć po stronie 110 kV w węzłach sieci NN/110 kV;

   (3) na potrzeby realizacji zadań wskazanych w pkt (1), OSP może korzystać ze wszystkich dostępnych środków i podejmować działania określone w pkt **11.6.** IRiESP - Korzystanie, w tym wykorzystywać środki zlokalizowane w pozostałych węzłach koordynowanej sieci 110 kV, chyba że OSD wykaże brak możliwości skorzystania z tych środków przez OSP;

   (4) w przypadku wykorzystywania zmian mocy czynnej do regulacji napięcia OSD stosuje się do zasad określonych w pkt **1.9.**;

   (5) OSD może nabywać usługi od zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem zasobów przyłączonych do pól 110 kV w węzłach NN/110 kV;

   (6) OSD przekazuje OSP w ramach planowania pracy sieci dystrybucyjnej następujące informacje:

      (a) planowany zakres dostępnej regulacji mocy biernej dla poszczególnych OREB danej doby w podziale na węzły 110 kV inne niż węzły NN/110 kV w warunkach zaplanowania pracy sieci dystrybucyjnej zgodnie z pkt (2) - w terminie do godziny 11.00 poprzedniej doby,

      (b) wyczerpanie zakresu regulacji napięć dla poszczególnych OREB danej doby w podziale na węzły 110 kV inne niż węzły NN/110 kV w warunkach zaplanowania pracy sieci dystrybucyjnej zgodnie z pkt (2) - na bieżąco w dobie realizacji dostaw energii elektrycznej dla OREB pozostałych do końca doby.

      Dane i informacje, określone w pkt (a) i (b) OSDp przekazuje do OSP za pośrednictwem portalu PSDI. Do czasu uruchomienia portalu PSDI, OSDp przekazują OSP te informacje w ramach współpracy służb dyspozytorskich, w zakresie w jakim te informacje są wymagane przez OSP, ze względu na zapewnienie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej;

   (7) w przypadku braku możliwości spełnienia przez OSD wymagań określonych w pkt (2), z powodu niewystarczalności środków po stronie OSD, powodujących niedotrzymanie określonych przez OSP poziomów napięć w węzłach NN i NN/110 kV, OSP i OSD podejmują działania w celu dotrzymania tych poziomów poprzez wykorzystanie

środków dostępnych w węzłach NN oraz NN/110 kV. Koszty wykorzystania tych środków ponosi OSD.

3. OSP korzysta z usługi odbudowy zgodnie z następującymi zasadami:

   (1) usługa odbudowy KSE jest pozyskiwana wyłącznie przez OSP;

   (2) OSD uczestniczą w procesie nabywania przez OSP usługi odbudowy KSE między innymi w zakresie:

      (a) weryfikacji danych technicznych przekazanych przez dostawcę usług dotyczących punktu połączenia usługodawcy z siecią OSD,

      (b) opracowywaniu i aktualizacji procedur zawartych w planie odbudowy,

      (c) dostosowaniu zasobów OSD wskazanych przez OSP za niezbędne do realizacji procedur zawartych w planie odbudowy;

   (3) OSD uczestniczą w przygotowaniu i realizacji przez OSP planu odbudowy, opracowanego zgodnie z NC ER.

1.9. Zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV

1. Usługa elastyczności jest wykorzystywana przez OSD ~~na potrzeby~~w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci ~~niestanowiącej~~dystrybucyjnej, z wyłączeniem koordynowanej sieci ~~zamkniętej~~110 kV.

~~2. Usługa elastyczności może być świadczona za pomocą urządzeń i instalacji przyłączonych do sieci OSD, w szczególności za pomocą MWE, MEE oraz instalacji odbiorczych.~~

~~3.~~2. Zasoby, które świadczą usługę elastyczności nie mogą tworzyć jednostki grafikowej na RB. OSD jest zobowiązany do przekazywania OSP wykazu zasobów świadczących na jego rzecz usługę elastyczności oraz zasobów będących w procesie kwalifikacji do świadczenia tej usługi, do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego według stanu na ostatni dzień poprzedniego miesiąca kalendarzowego, oraz na żądanie OSP w terminie 14 dni od otrzymania pisemnego wezwania w tej sprawie.

~~4.~~3. OSP może korzystać w ramach działań zaradczych z zasobów świadczących usługę elastyczności na rzecz OSD w zakresie możliwym ze względu na warunki pracy sieci dystrybucyjnej, na warunkach określonych w ofertach na usługi elastyczności. OSD jest obowiązany do przekazywania OSP informacji o dostępnych wolumenach i cenach zmian generacji oraz zużycia energii elektrycznej, w formie monotonicznych ze względu na ceny krzywych podaży lub popytu energii elektrycznej określanych dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej (OREB) na RB oraz każdej lokalizacji stanowiącej węzeł sieci zamkniętej. OSD jest obowiązany przekazywać powyższe krzywe do OSP na bieżąco, po każdej ich zmianie, poczynając od godziny 8.00 doby poprzedzającej dobę, której dotyczą te krzywe. Jeżeli OSP korzysta z zasobów świadczących usługę elastyczności na rzecz OSD, to OSD jest zobowiązany do przekazywania odpowiednich poleceń do operatorów tych zasobów, kontroli wykonania dostaw energii elektrycznej wynikających z tych poleceń oraz ich rozliczenia, przy czym koszty w zakresie dostaw energii elektrycznej pokrywa OSP.

~~5.~~4. OSD jest zobowiązany do zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci niestanowiącej sieci zamkniętej zapewniając przy tym:

   (1) dotrzymywanie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej, określanych w IRiESP - Korzystanie;

(2) zachowanie neutralnego wpływu swoich działań na bilans mocy czynnej KSE.

~~6.~~5. Obowiązek zachowania neutralnego wpływu działań OSD na bilans mocy czynnej KSE jest realizowany przez OSD z wykorzystaniem następujących środków:

(1) dwustronnego redysponowania, tj. zapewnienia że zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej realizowana przez OSD w danym kierunku (kierunek pierwotny) jest kompensowana przez tego OSD tożsamą zmianą generacji lub zużycia energii elektrycznej w przeciwnym kierunku (kierunek wtórny), co łącznie skutkuje niezmienionym bilansem mocy czynnej KSE;

(2) jednostronnego redysponowania, tj. zapewnienia że zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej realizowana przez OSD w danym kierunku (kierunek pierwotny) jest kompensowana przez podmiot, którego zasoby podlegają redysponowaniu, tożsamą zmianą generacji lub zużycia energii elektrycznej w przeciwnym kierunku (kierunek wtórny), co łącznie skutkuje niezmienionym bilansem mocy czynnej KSE.

~~7.~~6. Dwustronne redysponowanie, o którym mowa w pkt ~~6~~5. (1), może być realizowane przez OSD w następujących trybach:

(1) zrealizowanie zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku wtórnym przez zasoby przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tego samego węzła po stronie dolnego napięcia transformatora 110/SN, do którego są przyłączone zasoby, na których OSD dokonał zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku pierwotnym;

(2) zrealizowanie zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku wtórnym przez zasoby przyłączone do sieci SN lub nN OSD, które to sieci są przyłączone do innego węzła po stronie dolnego napięcia transformatora 110/SN, niż zasoby, na których OSD dokonał zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku pierwotnym, ale należącej do sieci dystrybucyjnej tego OSD, pod warunkiem koordynacji wykorzystania tych zasobów z OSP w zakresie dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej, jeżeli OSP opublikował takie warunki;

(3) zrealizowanie zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku wtórnym przez zasoby przyłączone do sieci innych OSD niestanowiących sieci zamkniętej, pod warunkiem koordynacji wykorzystania tych zasobów z OSP w zakresie dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej oraz z innymi OSD w zakresie dopuszczalnych warunków pracy ich sieci, jeżeli odpowiednio OSP albo OSD opublikował takie warunki;

(4) zrealizowanie zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku wtórnym przez zasoby przyłączone do sieci zamkniętej, nieuczestniczące aktywnie w RB, pod warunkiem koordynacji wykorzystania tych zasobów z OSP w zakresie dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej, jeżeli OSP opublikował takie warunki.

~~8.~~7. W ramach jednostronnego redysponowania, o którym mowa w pkt ~~6~~5. (2), OSD powinien zobowiązać podmiot, którego zasoby podlegają redysponowaniu w kierunku pierwotnym, do zrealizowania zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku wtórnym poprzez zawarcie odpowiednich umów sprzedaży energii elektrycznej na rynku energii elektrycznej. Zobowiązanie powołane w zadaniu pierwszym może dotyczyć zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku wtórnym z wykorzystaniem następujących zasobów:

(1) przyłączonych do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tego samego węzła po stronie dolnego napięcia transformatora 110/SN, do którego są przyłączone zasoby tego podmiotu, na których OSD dokonał zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku pierwotnym;

(2) przyłączonych do sieci SN lub nN OSD, które to sieci są przyłączone do innego węzła po stronie dolnego napięcia transformatora 110/SN, niż zasoby tego podmiotu, na których OSD dokonał zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w kierunku pierwotnym, pod warunkiem koordynacji wykorzystania tych zasobów przez OSD z OSP w zakresie dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej, jeżeli OSP opublikował takie warunki;

(3) przyłączonych do sieci niestanowiących sieci zamkniętej innych OSD, pod warunkiem koordynacji tych działań przez OSD z OSP w zakresie dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej oraz z innymi OSD w zakresie dopuszczalnych warunków pracy ich sieci, jeżeli odpowiednio OSP albo OSD opublikował takie warunki;

(4) przyłączonych do sieci zamkniętej pod warunkiem koordynacji tych działań przez OSD z OSP w zakresie dopuszczalnych warunków pracy sieci zamkniętej, jeżeli OSP opublikował takie warunki.

~~9.~~8. W umowie o świadczenie usługi elastyczności OSD powinien zawrzeć:

(1) zobowiązanie podmiotu świadczącego te usługi do odwzorowania w planie pracy aktywowanej usługi i niezwłocznego przekazania zaktualizowanych danych planistycznych w przypadku, gdy usługi świadczy MWE lub MEE, zgodnie z zasadami określonymi w TCM - zakres wymienianych danych i w pkt **12.3.** IRiESP - Korzystanie;

(2) zobowiązanie podmiotu, którego zasoby podlegają jednostronnemu redysponowaniu, do zrealizowania zmiany generacji lub zużycia energii elektrycznej w przeciwnym kierunku zgodnie z zasadami określonymi w pkt ~~8~~7.

~~10.~~9. OSD prowadzi bieżące monitorowanie poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE:

(1) monitorowanie poprawności planów pracy jest prowadzone na podstawie porównania zgłaszanych planów pracy, w szczególności (i) planu aktualnego na 45. minutę przed rozpoczęciem OREB, (ii) planu aktualnego na 20. minutę przed rozpoczęciem OREB oraz (iii) planu aktualnego na moment rozpoczęcia OREB, z (iv) rzeczywistą ilością energii dostarczonej przez MWE oraz MEE;

(2) monitorowanie dyscypliny ruchowej jest prowadzone na podstawie porównania poleconych przez OSD poziomów dostaw energii elektrycznej, w tym wynikających z aktywacji usług elastyczności i poleceń redysponowania w ramach redysponowania nierynkowego, z rzeczywistą ilością energii dostarczonej przez MWE oraz MEE;

(3) w przypadku stwierdzenia niepoprawności planów pracy lub niedotrzymywania dyscypliny ruchowej przez MWE oraz MEE, OSD podejmuje niezwłocznie działania celem uzyskania poprawnych planów pracy lub uzyskania dotrzymania poleceń ruchowych przez MWE i MEE. W przypadku nieskuteczności działań w zakresie dotrzymywania dyscypliny ruchowej OSD niezwłocznie, lecz nie później niż w terminie dwóch tygodni od stwierdzenia naruszenia dyscypliny ruchowej, powiadamia Prezesa URE o przypadku jej naruszenia;

(4) OSD przekazuje do OSP sprawozdanie z monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez zasoby przyłączone do sieci OSD dotyczącej danej doby w terminie do końca kolejnej doby. Sprawozdanie zawiera informacje o wielkości niedokładności planów pracy oraz poziomie niedotrzymywania dyscypliny ruchowej:

(a) dla zasobów przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV - w formie indywidualnych wielkości dla każdego OREB i każdego zasobu, o którym mowa w pkt ~~12~~11.,

(b) ~~-~~dla zasobów przyłączonych do sieci o napięciu poniżej 110 kV - w formie zagregowanych wielkości dla każdego OREB i każdego węzła sieci zamkniętej, w podziale na zasoby, o którym mowa w pkt ~~12~~11.

~~11.~~10. Na potrzeby koordynacji korzystania z usług elastyczności OSD jest zobowiązany przekazywać do OSP dane wymienione w pkt (1) - (5), na bieżąco, po każdej ich zmianie, rozpoczynając ich przekazywanie nie później niż od godziny 8.00 doby poprzedzającej dobę, której dotyczą te dane:

(1) maksymalna sumaryczna dopuszczalna wielkość mocy generowanej przez wszystkie MWE i MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN;

(2) minimalna sumaryczna wymagana wielkość mocy generowanej przez wszystkie MWE i MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN;

(3) sumaryczne zapotrzebowanie na moc instalacji odbiorczych przyłączonych do sieci SN i nN zasilanych z tej samej sekcji szyn SN transformatora 110 kV/SN;

(4) wolumen aktywowanych usług elastyczności w celu spełnienia ograniczeń sieciowych dla każdej lokalizacji, o której mowa w pkt (1) i (2), w podziale na:

(a) aktywowany wolumen usług elastyczności skutkujący zwiększeniem generacji MWE i MEE przyłączonych do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN,

(b) aktywowany wolumen usług elastyczności skutkujący zmniejszeniem generacji MWE i MEE przyłączonych do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN,

(c) aktywowany wolumen usług elastyczności skutkujący zwiększeniem poboru mocy przez instalacje odbiorcze lub MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN,

(d) aktywowany wolumen usług elastyczności skutkujący zmniejszeniem poboru mocy przez instalacje odbiorcze lub MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN;

(5) wolumen planowanego wykorzystania usług elastyczności niezbędnych do aktywowania w celu spełnienia ograniczeń sieciowych w każdej lokalizacji, o której mowa w pkt (1) i (2), w podziale na:

(a) planowany do aktywacji wolumen usług elastyczności skutkujący zwiększeniem generacji MWE i MEE przyłączonych do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN,

(b) planowany do aktywacji wolumen usług elastyczności skutkujący zmniejszeniem generacji MWE i MEE przyłączonych do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN,

(c) planowany do aktywacji wolumen usług elastyczności skutkujący zwiększeniem poboru mocy przez instalacje odbiorcze lub MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN,

(d) planowany do aktywacji wolumen usług elastyczności skutkujący zmniejszeniem poboru mocy przez instalacje odbiorcze lub MEE przyłączone do sieci SN lub nN, które to sieci są przyłączone do tej samej sekcji szyn SN transformatora 110/SN.

~~12.~~11. Dane dotyczące aktywowanych i planowanych do aktywacji usług elastyczności świadczonych przez MWE OSD przekazuje w podziale na:

(1) MWE cieplne;

(2) MWE wodne;

(3) MWE typu FW;

(4) MWE typu PV;

(5) MEE;

(6) instalacje odbiorcze.

~~13.~~12. W przypadku gdy OSD z powodu niewystarczalności zasobów nie może spełnić warunku neutralnego wpływu działań dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi na bilans mocy czynnej KSE w danym OREB, to OSD może przekazać do OSP, najpóźniej na 10 godzin przed rozpoczęciem tego OREB, informacje o wolumenie energii elektrycznej jaki jest wymagany do spełnienia tego warunku, w podziale na poszczególne lokalizacje sieci zamkniętej. W takim przypadku dostawa energii elektrycznej na potrzeby spełnienia warunku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, jest realizowana w możliwym zakresie na RB, a OSD jest zobowiązany do pokrycia kosztu tej dostawy energii elektrycznej. Rozliczenie jest dokonywane w cyklach dobowych dla każdego OREB na podstawie ceny energii odpowiadającej jednostkowemu kosztowi działań podjętych przez OSP na RB, lecz nie niższej niż cena energii niezbilansowania (CEN) wyznaczana na RB w przypadku zakupu energii elektrycznej przez OSD z RB i nie wyższej niż cena CEN w przypadku sprzedaży energii elektrycznej przez OSD na RB.

~~14.~~13. Dane i informacje, określone w pkt 2., 3., ~~4., 10. - 13~~9. - 12., OSDp przekazuje do OSP za pośrednictwem portalu PSDI. Do czasu uruchomienia portalu PSDI, OSDp przekazuje do OSP te informacje w ramach współpracy służb dyspozytorskich, w zakresie w jakim te informacje są wymagane przez OSP, ze względu na zapewnienie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej.

3. ZARZĄDZANIE POŁĄCZENIAMI SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH

3.2. Zasady udostępniania oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniach systemów elektroenergetycznych

W pkt 1. pkt (2) otrzymuje brzmienie:

(2) połączenia synchronicznego łączącego KSE z systemem elektroenergetycznym Ukrainy są wyznaczane według metody NTC stosowanej w ramach przetargów dobowych;

Skreśla się pkt 6.

Wprowadza się:

- Załącznik nr K2 - Zasady ustalania i prowadzenia rozliczeń rekompensat finansowych z tytułu redysponowania nierynkowego na polecenie OSP;
- Załącznik nr B1 - Certyfikacja ORed i pozyskiwanie danych pomiarowo - rozliczeniowych dla ORed,

odpowiednio w brzmieniu:

Polskie Sieci Elektroenergetyczne

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

WARUNKI KORZYSTANIA, PROWADZENIA RUCHU, EKSPLOATACJI I PLANOWANIA ROZWOJU SIECI

Załącznik nr K2

Zasady ustalania i prowadzenia rozliczeń rekompensat finansowych z tytułu redysponowania nierynkowego na polecenie OSP

Spis treści

1. Postanowienia ogólne ... 3

2. Wniosek o wypłatę rekompensaty ... 4

3. Raport OSDp z rekompensat ... 6

4. Szczegółowe zasady obliczania rekompensat dla MWE typu PV ... 8

4.1. Wyznaczanie wartości rekompensaty dla MWE typu PV ... 8

4.2. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia lub z aukcyjnego systemu wsparcia ... 8

4.3. Wyznaczanie wolumenu energii do naliczenia wartości utraconego przychodu ... 10

4.3.1. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci na podstawie kompletnych danych o natężeniu promieniowania słonecznego - ścieżka 1 ... 11

4.3.2. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia na podstawie danych z prognoz obszarowych generacji energii - ścieżka 2 ... 13

4.3.3. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci na podstawie niekompletnych danych o natężeniu promieniowania słonecznego - ścieżka 3 ... 15

5. Szczegółowe zasady obliczania rekompensat dla MWE typu FW ... 16

5.1. Wyznaczanie wartości rekompensaty dla MWE typu FW ... 16

5.2. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia lub z aukcyjnego systemu wsparcia: ... 16

5.3. Wyznaczanie wolumenu energii do naliczenia wartości utraconego przychodu ... 18

5.3.1. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD na podstawie kompletnych danych o prędkości wiatru i charakterystyki mocy w funkcji prędkości wiatru - ścieżka 1 ... 19

5.3.2. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przy braku lub niekompletnych danych o prędkości wiatru lub charakterystyki mocy w funkcji prędkości wiatru - ścieżka 2 ... 21

5.4. Oszacowanie wolumenu energii niewyprodukowanej przez instalację FW w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji FW która zostałaby rozliczona według pomiarów na zaciskach generatorów turbin instalacji FW w ramach systemu wsparcia zielonych certyfikatów 22

6. Szczegółowe zasady obliczania rekompensat dla MWE typu BG ... 23

6.1. Wyznaczanie wartości rekompensaty dla MWE typu BG ... 23

6.2. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) ... 23

6.3. Wyznaczanie wolumenu energii do naliczenia wartości utraconego przychodu ... 28

7. Szczegółowe zasady obliczania rekompensat dla MEE ... 29

7.1. Wyznaczanie wartości utraconego przychodu ... 29

7.2. Zasady wyznaczania wolumenu energii niewprowadzonej przez MEE w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego MEE ... 30~~29~~

8. Rozliczanie niewykonania albo nienależytego wykonania poleceń redysponowania ... 31

9. Zasady rozliczeń w okresie do 31 grudnia 2025 r. ... 33

1. Postanowienia ogólne

1. Wykonanie polecenia redysponowania, o którym mowa w pkt **11.4.** IRiESP - Korzystanie, podlega rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 (dalej „rekompensata”), z uwzględnieniem pkt 2.

2. Rekompensata wypłacana jest przez:

   (1) OSP w przypadku wykonania poleceni~~e~~a redysponowania przez redysponowany zasób przyłączony do sieci przesyłowej;

   (2) OSDp w przypadku wykonania poleceni~~e~~a redysponowania przez redysponowany zasób przyłączony do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, gdy polecenie redysponowania zostało wydane przez OSP za pośrednictwem tego OSDp;

   na wniosek właściciela redysponowanego zasobu, poprzez rozliczenie należnej kwoty rekompensaty odpowiednio w ramach umowy przesyłania albo umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zgodnie z warunkami określonymi w tych umowach oraz odpowiednio w IRiESP albo IRiESD.

3. Rekompensata nie przysługuje w przypadku gdy umowa o przyłączenie do sieci, umowa przesyłania lub umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, które to postanowienia odnoszą się lub pozostają w związku z:

   (1) zapewnieniem równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; oraz

   (2) dokonanym na polecenie OSP redysponowaniem nierynkowym.

4. Roszczenie o wypłatę rekompensaty wygasa, jeżeli wniosek o wypłatę rekompensaty nie zostanie złożony przez właściciela redysponowanego zasobu, przed upływem 180 dni od ostatniego dnia miesiąca kalendarzowego, w którym zostało wykonane polecenie redysponowania.

5. Rekompensata ustalana jest odrębnie dla każdego dnia w przypadku MWE typu PV lub okresu redysponowania nierynkowego dla pozostałych redysponowanych zasobów, dla którego realizowane było redysponowanie nierynkowe, odrębnie dla każdego redysponowanego zasobu.

6. Korespondencja pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, w szczególności w zakresie wniosków o wypłatę rekompensat, informacji rozliczeniowych, raportów z rekompensat, raportów z odchyleń i raportów z opłat, reklamacji i dokumentacji będącej podstawą do wyliczenia rekompensat, odbywa się ~~poprzez~~wyłącznie przez portal WOZE oraz portal PSDI z zastrzeżeniem sytuacji opisanych w pkt 7. Portale WOZE i PSDI oraz sposób korzystania z nich, zostały opisane szczegółowo w pkt **5.7.5.** IRiESP - Korzystanie.

7. W przypadku braku dostępności całości lub części portalu WOZE lub portalu PSDI, OSP niezwłocznie zamieszcza stosowny komunikat na stronie internetowej OSP wraz z informacją o przewidywanym terminie dostępności danego portalu. Jeżeli przewidywana niedostępność portal~~i~~u będzie dłuższa niż 2 dni, OSP przekazuje taką informację w komunikacie publikowanym na stronie internetowej OSP i w takim przypadku korespondencja, o której mowa w pkt 6., będzie prowadzona:

   (1) w formie elektronicznej, opatrzon~~ej~~a kwalifikowanym podpisem elektronicznym osoby upoważnionej do reprezentowania właściciela redysponowanego zasobu, na adres poczty elektronicznej: redysponowanieOZE@pse.pl; lub

   (2) w formie dokumentowej, tj. w postaci dokumentu opatrzonego podpisem zaufanym (profilem zaufanym) osoby upoważnionej do reprezentowania właściciela

redysponowanego zasobu lub w postaci skanu dokumentu opatrzonego podpisem własnoręcznym osoby upoważnionej do reprezentowania właściciela redysponowanego zasobu, na adres poczty elektronicznej: redysponowanieOZE@pse.pl;

na podstawie zasad i wytycznych składania wniosku o wypłatę rekompensaty, publikowanych w postaci stosownych komunikatów na stronie internetowej OSP.

O przywróceniu pełnej funkcjonalności portalu, OSP poinformuje odrębnym komunikatem.

8. Korespondencja w zakresie dokumentów księgowych prowadzona jest w formie, o której mowa w pkt **6.6.1.** 3. IRiESP - Korzystanie.

9. Zasady obliczania rekompensat dla:

   (1) MWE typu PV (dalej także „instalacja PV") określa pkt **4.**;

   (2) MWE typu FW (dalej także „instalacja FW") określa pkt **5.**;

   (3) MWE typu BG (dalej także „instalacja BG") określa pkt **6.**;

   (4) MEE określa pkt **7.**

10. Zasady w przedmiocie rozliczeń za niewykonanie poleceń redysponowania określa pkt **8.**

2. Wniosek o wypłatę rekompensaty

1. Właściciel redysponowanego zasobu składa wniosek o wypłatę rekompensaty do:

   (1) OSP - w przypadku redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci przesyłowej; albo

   (2) OSDp - w przypadku redysponowanego zasobu przyłączonego do obszaru sieci OSDp/OSDn, gdy polecenie redysponowania zostało wydane przez OSP za pośrednictwem tego OSDp.

   OSP oraz OSDp, dalej określani są jako „właściwy operator systemu".

2. OSD przekazuje OSP wszelkie informacje i dane, w szczególności parametry techniczne oraz dane pomiarowe, które okażą się niezbędne do wyznaczenia wysokości rekompensaty finansowej w związku z zastosowaniem redysponowania nierynkowego przez OSP.

3. Wniosek o wypłatę rekompensaty zawiera w szczególności:

   (1) oznaczenie właściciela redysponowanego zasobu i jego dane rejestrowe;

   (2) wskazanie operatora systemu i oddziału (jeżeli dotyczy), do którego przyłączony jest redysponowany zasób;

   (3) wskazanie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie redysponowanego zasobu;

   (4) nazwę redysponowanego zasobu;

   (5) kod PPE i kod MWE/MEE redysponowanego zasobu, nadawane przez właściwego operatora systemu;

   (6) informacje o systemie wsparcia, z którego korzysta redysponowany zasób;

   (7) dodatkowo w przypadku PV:

      (a) wielkość mocy zainstalowanej po stronie DC ze wskazaniem według jakiej normy ta moc została określona oraz wielkość mocy zainstalowanej redysponowanego zasobu po stronie AC,

      (b) wartość natężenia promieniowania słonecznego dla poszczególnych okresów doby, w której miało miejsce redysponowanie nierynkowe, o ile właściciel redysponowanego zasobu dysponuje danymi w tym zakresie;

   (8) dodatkowo w przypadku FW:

(a) wielkość mocy zainstalowanej redysponowanego zasobu;

(b) wielkość mocy osiągalnej redysponowanego zasobu;

(c) wielkość mocy przyłączeniowej redysponowanego zasobu (rozumiana jako moc przyłączeniowa określona w umowie przyłączeniowej);

(d) średnią prędkość wiatru dla poszczególnych okresów doby, w której miało miejsce redysponowanie nierynkowe oraz doby przed dobą, w której miało miejsce redysponowanie nierynkowe, o ile właściciel redysponowanego zasobu dysponuje danymi w tym zakresie;

(9) dodatkowo w przypadku BG:

(a) wielkość mocy zainstalowanej redysponowanego zasobu;

(b) wielkość mocy osiągalnej redysponowanego zasobu (rozumiana jako moc osiągana w miejscu jej przyłączenia do sieci);

(c) wielkość mocy przyłączeniowej redysponowanego zasobu (rozumiana jako moc przyłączeniowa określona w umowie przyłączeniowej);

(d) programy pracy;

(10) dodatkowo w przypadku MEE:

(a) wielkość mocy przyłączeniowej w trybie ładowania redysponowanego zasobu;

(b) wielkość mocy przyłączeniowej w trybie rozładowywania redysponowanego zasobu;

(c) stan naładowania magazynu w chwili rozpoczęcia redysponowania nierynkowego;

(d) programy pracy.

4. Właściciel redysponowanego zasobu może dokonać korekty złożonego wniosku o wypłatę rekompensaty do czasu rozpoczęcia przez właściwego operatora systemu weryfikacji tego wniosku. Informacja o rozpoczęciu przez właściwego operatora systemu weryfikacji wniosku jest przekazywana poprzez portal WOZE.

5. Właściwy operator systemu dokonuje weryfikacji poprawności złożonego wniosku o wypłatę rekompensaty.

6. W przypadku zidentyfikowania błędów właściwy operator systemu wzywa składającego wniosek o wypłatę rekompensaty do jego poprawy. Wniosek, który nie został poprawiony w terminie 14 dni od zgłoszenia konieczności dokonania jego poprawy, pozostawia się bez rozpoznania. Pozostawienie wniosku bez rozpoznania nie wyklucza możliwości złożenia nowego wniosku, pod warunkiem zachowania terminu, o którym mowa w pkt **1.** 4.

7. Właściwy operator systemu odrzuca wniosek o wypłatę rekompensaty w przypadku gdy:

(1) polecenie redysponowania nie zostało wydane w odniesieniu do zasobu, którego dotyczy wniosek o wypłatę rekompensaty;

(2) polecenie redysponowania nie zostało wykonane;

(3) rekompensata nie przysługuje ze względu na wystąpienie przesłanek, o których mowa w pkt **1.** 3~~.~~;

(4) *wniosek o wypłatę rekompensaty został wniesiony po upływie terminu określonego w pkt **1.** 4.*

Na odrzucenie wniosku składającemu wniosek przysługuje reklamacja na zasadach określonych w pkt. **2.** 9. (2).

8. Po złożeniu wniosku o wypłatę rekompensaty, który nie podlega odrzuceniu, właściwy operator systemu dokonuje wyliczenia rekompensaty, a następnie przekazuje właścicielowi

redysponowanego zasobu informację rozliczeniową, zawierającą wartość wyliczonej rekompensaty i oszacowany wolumen energii podlegającejy redysponowaniu nierynkowemu, na podstawie którego została wyliczona rekompensata (dalej „informacja rozliczeniowa"). Kwota rekompensaty określona w informacji rozliczeniowej nie zawiera należnego podatku od towarów i usług (VAT), który jest naliczany zgodnie z przepisami prawa w tym zakresie.

9. Właściciel redysponowanego zasobu:

   (1) w przypadku braku zastrzeżeń do przekazanej informacji rozliczeniowej, wystawia dokument księgowy, co jest równoznaczne z akceptacją informacji rozliczeniowej;

   (2) może zgłosić reklamację w terminie 21 dni od dnia otrzymania od właściwego operatora systemu:

      (a) informacji o odrzuceniu wniosku o wypłatę rekompensaty - w przypadku jego odrzucenia;

      (b) informacji rozliczeniowej - w przypadku gdy właściciel redysponowanego zasobu nie akceptuje informacji zawartych w informacji rozliczeniowej.

   Reklamację wniesioną po upływie powyższego terminu pozostawia się bez rozpoznania, co jest równoznaczne co do skutku z jej nieuwzględnieniem.

10. Właściwy operator systemu rozpatruje reklamację w terminie 60 dni od dnia jej otrzymania. W uzasadnionych przypadkach termin rozpoznania reklamacji może ulec wydłużeniu, przy czym w przypadku zaistnienia takiej okoliczności, właściwy operator systemu przed upływem terminu rozpatrzenia reklamacji, przekazuje stosowną informację właścicielowi redysponowanego zasobu oraz określa nowy termin rozpatrzenia reklamacji.

11. W przypadku uznania reklamacji właściwy operator systemu przekazuje właścicielowi redysponowanego zasobu właściwą informację rozliczeniową, a postanowienia pkt 9. i 10. stosuje się odpowiednio.

12. W celu rozliczenia rekompensaty, właściciel redysponowanego zasobu, wystawia fakturę VAT lub rachunek, potwierdzające wykonanie usługi.

13. Fakturę VAT lub rachunek właściciel redysponowanego zasobu wystawia:

   (1) łącznie dla wszystkich redysponowanych zasobów i dla wszystkich poleceń redysponowania w okresie redysponowania nierynkowego;

   (2) ze wskazaniem kodów MWE/MEE oraz PPE uwzględnionych przy wyliczaniu rekompensaty i dat wykonanych poleceń redysponowania;

   (3) na właściwego operatora systemu, jako podmiotu nabywającego usługę, w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług.

14. Właściwy operator systemu dokonuje wypłaty rekompensaty z tytułu redysponowania nierynkowego przelewem na rachunek bankowy wskazany w umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej z właścicielem redysponowanego zasobu.

15. Terminem płatności faktur VAT lub rachunków jest 21. dzień kalendarzowy kolejnego miesiąca następującego po miesiącu kalendarzowym, w którym dostarczono faktury VAT lub rachunki.

3. Raport OSDp z rekompensat

1. OSDp, w przypadku poleceń redysponowania wydanych przez OSP za pośrednictwem OSDp, w terminie do 7 dni po zakończeniu miesiąca kalendarzowego, przekazuje OSP raport z rekompensat, dla których OSDp otrzymał od właścicieli redysponowanych zasobów faktury VAT lub rachunki w miesiącu poprzedzającym (dalej „raport z rekompensat").

2. Raport z rekompensat zawiera wykaz wszystkich redysponowań nierynkowych w podziale na rodzaje źródeł oraz redysponowany zasób (osobno dla instalacji: PV, FW, BG i MEE), dla których OSDp otrzymał od właścicieli redysponowanych zasobów faktury VAT lub rachunki w miesiącu poprzedzającym i obejmuje w szczególności:

   (1) dane wskazane w pkt **2.** 3. (1) - (6);

   (2) daty i okresy redysponowania nierynkowego wynikające z poleceń redysponowania wydanych przez OSP;

   (3) daty i okresy redysponowania nierynkowego zrealizowanego przez redysponowany zasób przyłączony do obszaru sieci OSDp/OSDn;

   (4) oszacowany wolumen energii podlegającej redysponowaniu nierynkowemu i wypłacie rekompensaty wyznaczony na podstawie okresów redysponowania nierynkowego wynikających z poleceń redysponowania wydanych przez OSDp;

   (5) oszacowany wolumen energii podlegającej redysponowaniu nierynkowemu i wypłacie rekompensaty wyznaczony na podstawie okresów redysponowania nierynkowego wynikających z poleceń redysponowania wydanych przez OSP, przy czym jeżeli czas rozpoczęcia redysponowania nierynkowego jest późniejszy niż czas wynikający z polecenia OSP lub jeżeli czas zakończenia redysponowania nierynkowego jest wcześniejszy niż czas wynikający z polecenia OSP, to wolumen o którym mowa powyżej wyznaczany jest na podstawie okresów redysponowania nierynkowego wynikających z rzeczywistych czasów rozpoczęcia i zakończenia redysponowania;

   (6) kwotę rekompensaty netto wyznaczoną na podstawie okresów redysponowania nierynkowego wynikających z poleceń redysponowania wydanych przez OSDp;

   (7) kwotę rekompensaty netto wyznaczoną na podstawie okresów redysponowania nierynkowego wynikających z poleceń redysponowania wydanych przez OSP;

   (8) data, kiedy OSD został poinformowany o tym, czy i jaka część zredukowanej energii powinna zostać rozliczona w aukcyjnym systemie wsparcia na podstawie art. 93 ust. 18 ustawy o OZE;

   (9) sumę kwot rekompensat netto, o których mowa w pkt (6) i (7).

3. Wzór raportu OSP publikuje na stronie internetowej OSP.

4. OSDp, w terminie do 7 dni po zakończeniu miesiąca kalendarzowego, wystawia fakturę VAT na kwotę ustaloną jako suma kwot rekompensat netto, o których mowa w pkt 2. (7), tj. wyznaczoną na podstawie okresów redysponowania nierynkowego wynikających z poleceń redysponowania wydanych przez OSP.

5. Należności, o których mowa w pkt 4., zostaną powiększone o należny podatek VAT zgodnie z obowiązującymi przepisami.

6. OSP dokonuje płatności na podstawie otrzymanej i prawidłowo wystawionej faktury VAT i raportu z rekompensat do 14. dnia po zakończeniu miesiąca kalendarzowego, jednak nie wcześniej niż 7 dni od dnia otrzymania ostatniego z powyższych dokumentów (tj. faktury VAT lub raportu z rekompensat), na rachunek bankowy wskazany w umowie przesyłania zawartej z OSDp.

7. OSP poprzez portal PSDI ma wgląd w dokumentację zgromadzoną przez OSDp w toku weryfikacji wniosków o rekompensatę, złożonych w odniesieniu do wydanych przez OSP poleceń redysponowania, tj. dokumentację, która była podstawą do wyliczenia rekompensat. Na wniosek OSP, OSDp przekazuje OSP inne dane i informacje niż zawarte w raporcie z rekompensat i w portalu PSDI, potwierdzające realizację poleceń redysponowania wydanych przez OSP oraz będące podstawą do wyliczenia rekompensaty.

8. W przypadku zidentyfikowania przez OSP lub OSDp potrzeby dokonania korekty raportu z rekompensat, OSDp przesyła skorygowany raport z rekompensat oraz jeśli jest to wymagane

korektę faktury VAT, uwzględniającą należny podatek VAT zgodnie z obowiązującymi przepisami.

9. W przypadku zidentyfikowania przez OSDp potrzeby dokonania korekty raportu z rekompensat, OSDp zobowiązany jest do przekazania informacji o przyczynie i zakresie dokonania korekty raportu z rekompensat.

10. OSP dokonuje płatności na podstawie otrzymanej i prawidłowo wystawionej korekty faktury VAT i korekty raportu z rekompensat do 14. dnia po otrzymaniu ostatniego z powyższych dokumentów (tj. korekty faktury VAT lub korekty raportu z rekompensat), na rachunek bankowy wskazany w umowie przesyłania zawartej z OSDp.

4. Szczegółowe zasady obliczania rekompensat dla MWE typu PV

4.1. Wyznaczanie wartości rekompensaty dla MWE typu PV

1. Rekompensata ustalana jest jako wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku wykonania polecenia redysponowania danej instalacji PV z uwzględnieniem, że energia elektryczna niewprowadzona przez instalację PV w wyniku redysponowania nierynkowego jest rozliczana poprzez korektę energii rzeczywistej (ER), w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, dla tej instalacji PV o wielkość energii elektrycznej niewprowadzonej przez instalację PV i tak skorygowana ER jest uwzględniana w rozliczeniach POB tej instalacji PV na RB.

2. Rekompensata jest należna za każdą jednostkę energii, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku wykonania polecenia redysponowania, oszacowanej zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt **4.2.** - **4.3.**

3. Wartość utraconego przychodu zaokrąglana jest do dwóch miejsc po przecinku.

4.2. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia lub z aukcyjnego systemu wsparcia

1. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia lub z aukcyjnego systemu wsparcia wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{WSP} = w^{CERT} \cdot K^{CERT} + w^{AUK} \cdot K^{AUK}$$

gdzie:

K^{WSP}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji PV [~~PLN~~zł]
w^{CERT}	–	współczynnik jest równy 0 gdy instalacja PV nie uczestniczy w systemie świadectw pochodzenia lub jest równy 1 gdy takie uczestnictwo ma miejsce
K^{CERT}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia [~~PLN~~zł]
w^{AUK}	–	współczynnik jest równy 0 gdy instalacja PV nie uczestniczy w aukcyjnym systemie wsparcia lub jest równy 1 gdy takie uczestnictwo ma miejsce
K^{AUK}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia [~~PLN~~zł]

2. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{CERT} = \sum_{t \in T} [\max(0; c^{KONW} \cdot C_t^{CERT} \cdot \Delta E_t^{PV})]$$

gdzie:

K^{CERT}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji PV, z pominięciem okresów t należących do godzin h, dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 ~~PLN~~zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
C_t^{CERT}	–	cena świadectwa pochodzenia, oznaczona indeksem TGEozea, wyznaczana na pierwszej sesji notowań na giełdzie TGE S.A. po dniu, w którym nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji PV, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [~~PLN~~zł/MWh]
ΔE_t^{PV}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację PV w okresie t, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]

3. Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{AUK} = w^{OI} \cdot \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^{AUKSKOR} - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t^{PV}]$$

gdzie:

K^{AUK}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji PV, z pominięciem okresów t należących do godzin h, dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 ~~PLN~~zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
$C_t^{AUKSKOR}$	-	cena zawarta w ofercie właściciela instalacji PV, właściwa dla okresu t, która wygrała aukcję, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 oraz z uwzględnieniem art. 93 ust. 4 i 6 [~~PLN~~zł/MWh]
C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN)

		TGE S.A (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji PV, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [~~PLN~~zł/MWh]
ΔE_t^{PV}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację PV w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]
w^{OI}	–	współczynnik, którego wartość wynosi 1, jeżeli właściciel instalacji PV wypełnił obowiązek informacyjny, o którym mowa w art. 93 ust. 18 ustawy o OZE, w przeciwnym razie wartość współczynnika wynosi 0

4.3. Wyznaczanie wolumenu energii do naliczenia wartości utraconego przychodu

1. Wolumen energii niewprowadzonej przez instalację PV w okresie t, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD w wyniku redysponowania nierynkowego tej instalacji PV, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$\Delta E_t^{PV} = \max(0; \min(\min(E_t^{SZAC}; E_t^{PP}); E_t^{ZADOSD}) - max(E_t^{WYK}, E_t^{ZAD}))$$

gdzie:

ΔE_t^{PV}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację PV w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV, uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez instalację PV planu pracy albo skorygowanego planu pracy, jeżeli skorygowany plan pracy został zgłoszony przez instalację PV, przy czym do 31 grudnia 2025 roku $E_t^{PP} = E_t^{SZAC}$ [kWh]
E_t^{ZADOSD}	–	energia zadana poleceniem redysponowania wydanym przez OSD, stanowiąca iloczyn mocy zadanej P_t^{ZADOSD} i okresu t, dla którego wydano to polecenie redysponowania [kWh]
E_t^{WYK}	–	pomiar energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t, na podstawie układów pomiarowych OSP albo OSD [kWh]
E_t^{ZAD}	–	energia zadana poleceniem redysponowania wydanym przez OSD, stanowiąca iloczyn mocy zadanej P_t^{ZAD} i części okresu t, dla którego wydano to polecenie redysponowania [kWh]

2. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t następuje w ramach jednej z trzech ścieżek postępowania

(z dodatkowymi dwoma wariantami), której wybór zależny jest od dostępności i jakości danych o natężeniu promieniowania słonecznego (I^{WYK}) dostarczonych przez właściciela instalacji PV oraz pomiaru energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD (E^{WYK}).

4.3.1. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci na podstawie kompletnych danych o natężeniu promieniowania słonecznego - ścieżka 1

1. Wolumen energii wprowadzonej do sieci w oparciu o kompletne dane o natężeniu promieniowania słonecznego, wyznacza się na podstawie poniższych wzorów:

   (1) wyznaczenie energii możliwej do wyprodukowania na podstawie modelu, z wykorzystaniem danych o natężeniu promieniowania słonecznego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{MODEL\ PVDC} = P^{PVDC} \cdot \frac{I_t^{WYK}}{I^{NORM}} \cdot \Delta t^P$$

   (2) wykorzystanie regresji liniowej do skalibrowania wyników modelu, przy wykorzystaniu danych o wyprodukowanej energii poza okresem redysponowania nierynkowego, polega na znalezieniu takiej pary współczynników (α^I, β^I), która minimalizuje sumę kwadratów błędu oszacowania liniowego, tj.:

$$\min_{\alpha^I,\beta^I} \sum_{t \in T^{KOR}} (E_t^{WYK} - \alpha^I E_t^{MODEL\ PVDC} - \beta^I)^2$$

$$E_t^{MODEL\ PV} = \alpha^I E_t^{MODEL\ PVDC} + \beta^I$$

   (3) ograniczenie wyniku wielkościami mocy przyłączeniowych oraz mocą inwertera po stronie AC wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{SZAC} = \min(E_t^{MODEL\ PV},\ P^{PVAC} \cdot \Delta t^P\ ,\ P^{PVOSE} \cdot \Delta t^P)$$

gdzie:

$E_t^{MODEL\ PVDC}$	–	energia możliwa do wyprodukowania przez instalację PV w okresie t (po stronie DC) [kWh]
P^{PVDC}	–	moc maksymalna instalacji PV po stronie DC [kW]
I_t^{WYK}	–	średni poziom natężenia promieniowania słonecznego zmierzony dla okresu t instalacji PV [W/m^2]
I^{NORM}	–	standaryzowany poziom natężenia promieniowania słonecznego zgodny z normą dla instalacji PV (1000 W/m^2 dla STC lub 800 W/m^2 dla NOCT) [W/m^2]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]
P^{PVAC}	–	moc maksymalna instalacji PV po stronie AC (suma zainstalowanych mocy, inwerterów sprawnych w okresie t) [kW]
P^{PVOSE}	–	moc przyłączeniowa instalacji PV [kW]
T^{KOR}	–	zbiór okresów t dla których nastąpiło wyznaczenie współczynników α^I, β^I metodą regresji liniowej
α^I, β^I	–	współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji PV na podstawie analizy modelu (E_t^{MODEL}) i energii wprowadzonej do sieci (E_t^{WYK})

E_t^{WYK}	–	pomiar energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t na podstawie układów pomiarowych OSP albo OSD [kWh]
$E_t^{MODEL\ PV}$	–	skalibrowane oszacowanie energii wprowadzanej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]

2. W przypadku gdy nie jest zachowana korelacja liniowa pomiędzy I^{WYK} i E^{WYK} w modelu wyliczeń według ścieżki 1, wniosek o wypłatę rekompensaty przeliczany jest w oparciu o model opisany w pkt **4.3.2.**, tj. ścieżkę 2.

3. Jeżeli dla poszczególnych okresów, w których energia wprowadzona do sieci przez instalację PV jest niższa niż estymata $E_t^{MODELPV}$ (wyliczana na podstawie przekazywanych przez właścicieli instalacji PV wartości natężenia promieniowania słonecznego oraz mocy zainstalowanej DC), w celu prawidłowego skalibrowania wyników w tych okresach, koryguje się wartość $E_t^{MODELPV}$ do wolumenu energii wykonanej E_t^{WYK}.

4.3.1.1. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci na podstawie kompletnych danych o natężeniu promieniowania słonecznego, przy braku dostępności rzeczywistych pomiarów energii wprowadzanej do sieci z okresu poprzedzającego okres redysponowania nierynkowego - ścieżka 1a

1. Oszacowany wolumen energii możliwej do wprowadzenia do sieci na podstawie kompletnych danych o natężeniu promieniowania słonecznego, przy braku dostępności rzeczywistych pomiarów energii wprowadzanej do sieci z okresu poprzedzającego okres redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{MODEL\ PV} = \alpha^{H1} \cdot P^{PVDC} \cdot \frac{I_t^{WYK}}{I^{NORM}} \cdot \Delta t^P$$

$$\alpha^{H1} = 0{,}96$$

2. Ograniczenie wyniku wielkościami mocy przyłączeniowych oraz mocą inwertera po stronie AC wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{SZAC} = \min(E_t^{MODEL\ PV},\ P^{PVAC} \cdot \Delta t^P\ ,\ P^{PVOSE} \cdot \Delta t^P)$$

gdzie:

$E_t^{MODEL\ PV}$	–	skalibrowane oszacowanie energii wprowadzanej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]
α^{H1}	–	współczynnik ustalony na podstawie analiz danych z poprzednich redysponowań nierynkowych. OSP na podstawie analiz danych historycznych wyznacza, aktualizuje i publikuje na stronie internetowej współczynnik corocznie do dnia 30 stycznia. Zaktualizowany współczynnik ma zastosowanie do redysponowań w danym roku kalendarzowym

P^{PVDC}	–	moc maksymalna instalacji PV po stronie DC [kW]
I_t^{WYK}	–	średni poziom natężenia promieniowania słonecznego instalacji PV dla okresu t [W/m^2]
I^{NORM}	–	standaryzowany poziom natężenia promieniowania słonecznego zgodny z normą dla instalacji PV (1000 W/m^2 dla STC lub 800 W/m^2 dla NOCT) [W/m^2]
E_t^{SZAC}	–	oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]
P^{PVAC}	–	moc maksymalna instalacji PV po stronie AC [kW]
P^{PVOSE}	–	moc przyłączeniowa instalacji PV [kW]

4.3.2. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia na podstawie danych z prognoz obszarowych generacji energii - ścieżka 2

1. Wolumen energii możliwej do wprowadzenia na podstawie danych z prognoz obszarowych generacji energii szacowany jest za pomocą regresji liniowej. Wykorzystanie regresji polega na znalezieniu takiej pary współczynników (α^R, β^R), która minimalizuje sumę kwadratów błędu oszacowania liniowego, tj. :

$$\min_{\alpha^l,\beta^l} \sum_{t\in T^{KOR}} (E_t^{WYK} - \alpha^R E_t^{OBSZAR} - \beta^R)^2$$

$$E_t^{MODEL\ PV} = \alpha^R E_t^{OBSZAR} + \beta^R$$

$$E_t^{SZAC} = \min(E_t^{MODEL\ PV},\ P^{PVAC} \cdot \Delta t^P\ ,\ P^{PVOSE} \cdot \Delta t^P)$$

gdzie:

T^{KOR}	–	zbiór okresów t, dla których nastąpiło wyznaczenie współczynników α^R, β^R metodą regresji liniowej [h]
α^R, β^R	–	współczynniki regresji liniowej ustalone dla redysponowanej instalacji PV na podstawie analizy obszarowej prognozy produkcji energii wszystkich instalacji PV (E_t^{OBSZAR})
E_t^{WYK}	–	pomiar energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t na podstawie układów pomiarowych OSP albo OSD [kWh]
$E_t^{MODEL\ PV}$	–	skalibrowana oszacowana ilość energii wprowadzanej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania

		redysponowania nierynkowego instalacji PV uwzględniający ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]
E_t^{OBSZAR}	–	obszarowa prognoza produkcji energii wszystkich instalacji PV, właściwa dla obszaru, w którym znajduje się redysponowana instalacja PV oraz okresu t [kWh]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]
P^{PVAC}	–	moc maksymalna instalacji PV po stronie AC [kW]
P^{PVOSE}	–	moc przyłączeniowa instalacji PV [kW]

4.3.2.1. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci na podstawie prognoz obszarowych generacji energii, przy braku rzeczywistych pomiarów energii - ścieżka 2a

1. Oszacowany wolumen energii, przy wykorzystaniu regresji liniowej do przeskalowania i skalibrowania pomiarów obszarowych oraz braku rzeczywistych pomiarów energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD wyznacza się zgodnie ze wzorami:

$$E_t^{MODEL\ PV} = \alpha^{H2} \cdot E_t^{OBSZAR}$$

$$\alpha^{H2} = \frac{\min(P^{PV\ DC},\ P^{PVAC},\ P^{PVOSE})}{P^{OBSZAR}}$$

$$E_t^{SZAC} = E_t^{MODEL\ PV}$$

gdzie:

E_t^{SZAC}	–	oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV, uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]
α^{H2}	–	współczynnik określający udział mocy instalacji PV w sumarycznej mocy zainstalowanej wszystkich instalacji PV w obszarze, w którym znajduje się redysponowana instalacja PV
E_t^{OBSZAR}	–	obszarowa prognoza produkcji energii wszystkich instalacji PV, właściwa dla obszaru, w którym znajduje się redysponowana instalacja PV oraz okresu t [kWh]
P^{PVDC}	–	moc maksymalna instalacji PV po stronie DC [kW]
P^{PVAC}	–	moc maksymalna instalacji PV po stronie AC [kW]
P^{PVOSE}	–	moc przyłączeniowa instalacji PV [kW]
P^{OBSZAR}	–	sumaryczna moc zainstalowana wszystkich instalacji PV właściwa dla obszaru, w którym znajduje się redysponowana instalacja PV [kW]

$E_t^{MODEL\ PV}$	–	oszacowanie energii wprowadzanej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]

4.3.3. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci na podstawie niekompletnych danych o natężeniu promieniowania słonecznego - ścieżka 3

1. W przypadku częściowej dostępności danych o natężeniu promieniowania słonecznego instalacji PV (w okresach $t \in T^{IR}$), oszacowany wolumen energii wprowadzonej do sieci, wyznacza się zgodnie z poniższymi wzorami:

$$E_t^{MODEL\ PV} = \begin{cases} \alpha^I E_t^{MODEL\ PVDC} + \beta^I; t \in T^{IR} \\ \alpha^R E_t^{OBSZAR} + \beta^R; t \notin T^{IR} \end{cases}$$

$$E_t^{SZAC} = \min(E_t^{MODEL\ PV},\ P^{PVAC} \cdot \Delta t^P\ ,\ P^{PVOSE} \cdot \Delta t^P)$$

gdzie:

$E_t^{MODEL\ PV}$	–	skalibrowane oszacowanie energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV [kWh]
$\alpha^R,\ \beta^R$	–	współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji PV na podstawie analizy obszarowej prognozy produkcji energii z instalacji PV ($\mathrm{E_t^{OBSZAR}}$)
$\alpha^I,\ \beta^I$	–	współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji PV na podstawie analizy modelu z ograniczeniami ($E_t^{MODEL\ PVDC}$)
E_t^{OBSZAR}	–	obszarowa prognoza produkcji energii wszystkich instalacji PV, właściwa dla obszaru, w którym znajduje się redysponowana instalacja PV oraz okresu t [kWh]
$E_t^{MODEL\ PVDC}$	–	energia możliwa do wyprodukowania przez instalację PV w okresie t (po stronie DC) [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację PV w okresie t w czasie niewystępowania redysponowania nierynkowego instalacji PV uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]
P^{PVAC}	–	moc maksymalna instalacji PV po stronie AC [kW]
P^{PVOSE}	–	moc przyłączeniowa instalacji PV [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]
T^{IR}	–	zbiór okresów czasowych, dla których dostępne były pomiary natężenia promieniowania słonecznego instalacji PV

2. W przypadku gdy nie jest zachowana korelacja liniowa pomiędzy I^{WYK} i E^{WYK} w modelu wyliczeń według ścieżki 3, wniosek o wypłatę rekompensaty przeliczany jest w oparciu o model opisany w pkt **4.3.2**., tj. ścieżkę 2.

3. Jeżeli dla poszczególnych okresów, w których energia wprowadzona do sieci przez instalację PV jest niższa niż estymata $E_t^{MODELPV}$ (wyliczana na podstawie przekazywanych przez właścicieli instalacji PV wartości natężenia promieniowania słonecznego oraz mocy zainstalowanej DC), w celu prawidłowego skalibrowania wyników w tych okresach, koryguje się wartość $E_t^{MODELPV}$ do wolumenu energii wykonanej E_t^{WYK}.

5. Szczegółowe zasady obliczania rekompensat dla MWE typu FW

5.1. Wyznaczanie wartości rekompensaty dla MWE typu FW

1. Rekompensata ustalana jest jako wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku wykonania polecenia redysponowania danej instalacji FW z uwzględnieniem, że energia elektryczna niewprowadzona przez instalację FW w wyniku redysponowania nierynkowego jest rozliczana poprzez korektę energii rzeczywistej (ER), w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, dla tej instalacji FW o wielkość energii elektrycznej niewprowadzonej przez instalację FW i tak skorygowana ER jest uwzględniana w rozliczeniach POB tej instalacji FW na RB.

2. Rekompensata jest należna za każdą jednostkę energii, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku wykonania polecenia redysponowania, oszacowanej zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt **5.2.** - **5.4.**

3. Wartość utraconego przychodu zaokrąglana jest do dwóch miejsc po przecinku.

5.2. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia lub z aukcyjnego systemu wsparcia:

1. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia lub z aukcyjnego systemu wsparcia wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{WSP} = w^{CERT} \cdot K^{CERT} + w^{AUK} \cdot K^{AUK}$$

gdzie:

K^{WSP}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze zbycia świadectw pochodzenia w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji FW [~~PLN~~zł]
w^{CERT}	–	współczynnik jest równy 0 gdy instalacja FW nie uczestniczy w systemie świadectw pochodzenia lub jest równy 1 gdy takie uczestnictwo ma miejsce
K^{CERT}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia [~~PLN~~zł]
w^{AUK}	–	współczynnik jest równy 0 gdy instalacja FW nie uczestniczy w aukcyjnym systemie wsparcia lub jest równy 1 gdy takie uczestnictwo ma miejsce
K^{AUK}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia [~~PLN~~zł]

2. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{CERT} = \sum_{t \in T} [\max(0; c^{KONW} \cdot C_t^{CERT} \cdot \Delta E_t^{FW\ CERT})]$$

gdzie:

K^{CERT}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji FW, z pominięciem okresów t należących do godzin h, dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 ~~PLN~~zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
C_t^{CERT}	–	cena świadectwa pochodzenia, oznaczona indeksem TGEozea, wyznaczana na pierwszej sesji notowań na giełdzie TGE S.A. po dniu, w którym nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji FW, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [~~PLN~~zł/MWh]
$\Delta E_t^{FW\ CERT}$	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację FW w okresie t, która zostałaby rozliczona według pomiarów na zaciskach generatorów turbin instalacji FW, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji FW [kWh]

3. Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{AUK} = w^{OI} \cdot \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^{AUKSKOR} - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t^{FW}]$$

gdzie:

K^{AUK}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji FW, z pominięciem okresów t należących do godzin h, dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 ~~PLN~~zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
$C_t^{AUKSKOR}$	–	cena zawarta w ofercie właściciela instalacji FW, która wygrała aukcję, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem art. 93 ust. 4 i 6, właściwa dla okresu t [~~PLN~~zł/MWh]

C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji FW, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [~~PLN~~zł/MWh]
ΔE_t^{PV}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację FW w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji FW [kWh]
w^{OI}	–	współczynnik, którego wartość wynosi 1, jeżeli właściciel instalacji FW wypełnił obowiązek informacyjny, o którym mowa w art. 93 ust. 18 ustawy o OZE, w przeciwnym razie wartość współczynnika wynosi 0

5.3. Wyznaczanie wolumenu energii do naliczenia wartości utraconego przychodu

1. Wolumen energii niewprowadzonej przez instalację FW w okresie t, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$\Delta E_t^{FW} = \max[0; \min(E_t^{SZAC}; E_t^{PP}) - \max(E_t^{ZAD}; E_t^{WYK})]$$

gdzie:

ΔE_t^{FW}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację FW w okresie t, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
E_t^{SZAC}	–	wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w przypadku gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji FW w okresie t [kWh]
E_t^{PP}	–	wolumen energii wynikający z deklarowanego przez instalację FW planu pracy albo skorygowanego planu pracy, jeżeli skorygowany plan pracy został zgłoszony przez instalację FW, przy czym do 31 grudnia 2025 roku $E_t^{PP} = E_t^{SZAC}$ [kWh]
E_t^{ZAD}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej przez instalację FW do sieci OSP albo OSD w okresie t, zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD. W przypadku gdy rozdzielczość danych E^{WYK} jest inna niż 5 minutowa to E_t^{WYK} wyznaczane jest poprzez podzielenie wolumenu energii przez liczbę pełnych pięciominutowych okresów zawierających się w okresie t, dla którego wolumen ten został wprowadzony przez właściciela instalacji FW [kWh]

2. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZAD} = P_t^{ZAD} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZAD}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZAD}	–	zadany przez OSP albo OSD maksymalny poziom dopuszczalnej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (5 min, tj. 0,08(3) h) [h]

3. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przez instalację FW w okresie t następuje w ramach jednej z dwóch ścieżek postępowania, której wybór zależny jest od dostępności danych o prędkości wiatru i charakterystyki mocy w funkcji prędkości wiatru, dostarczonych przez właściciela instalacji FW.

5.3.1. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD na podstawie kompletnych danych o prędkości wiatru i charakterystyki mocy w funkcji prędkości wiatru - ścieżka 1

1. Wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w przypadku gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji FW w okresie t, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{SZAC} = \begin{cases} \min(\max(E_t^{MODEL\ FW} + \Delta E^{KOR}; 0); E^{MAX}); \text{gdy } v_t^{WIATR} \leq v^{KRYT} \\ 0; \text{gdy } v_t^{WIATR} > v^{KRYT} \end{cases}$$

gdzie:

E_t^{SZAC}	–	wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w przypadku gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji FW w okresie t [kWh]
$E_t^{MODEL\ FW}$	–	wolumen energii w okresie t, wyliczony na podstawie charakterystyki mocy instalacji FW w funkcji prędkości wiatru, zgodnie z pkt 2. [kWh]
ΔE^{KOR}	–	energia korekcyjna określona dla okresu poprzedzającego redysponowanie nierynkowe instalacji FW, wyznaczana zgodnie z pkt 3. [kWh]
E^{MAX}	–	wolumen maksymalnej energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, wynikający z mniejszej z dwóch mocy wielkości: (i) mocy przyłączeniowej oraz (ii) mocy osiągalnej instalacji FW [kWh]
v_t^{WIATR}	–	średnia prędkość wiatru w okresie t, mierzona na instalacji FW [m/s]

v^{KRYT}	–	krytyczna prędkość wiatru, powyżej której wszystkie turbiny wchodzące w skład instalacji FW są wyłączane ze względów bezpieczeństwa [m/s]

2. Wolumen energii w okresie t, wyliczony na podstawie charakterystyki mocy instalacji FW w funkcji prędkości wiatru, która to charakterystyka jest określana dla miejsca przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD, (dalej: „charakterystyka mocy w funkcji prędkości wiatru") z uwzględnieniem współczynnika udziału turbin wiatrowych w wytwarzaniu energii, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{MODEL\ FW} = P_t^{MODEL} \cdot w_t^{UDZIAŁ} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

$E_t^{MODEL\ FW}$	–	wolumen energii w okresie t, wyliczony na podstawie charakterystyki mocy instalacji FW w funkcji prędkości wiatru [kWh]
$P_t^{MODEL\ FW}$	–	moc czynna wyznaczana dla miejsca przyłączenia instalacji FW do sieci OSP albo OSD w funkcji prędkości wiatru uśrednionej w okresie t. W przypadku wyliczania wolumenu $P_t^{MODEL\ FW}$ wykorzystuje się średnią prędkość wiatru w okresie t, mierzoną na instalacji FW [kW]
$w_t^{UDZIAŁ}$	–	współczynnik udziału turbin wiatrowych w wytwarzaniu energii, stanowiący stosunek sumy mocy znamionowych turbin wiatrowych, wchodzących w skład instalacji FW, wytwarzających energię w okresie t (z uwzględnieniem turbin wiatrowych, których odstawienie z pracy wynikało z polecenia redysponowania wydanego przez OSP) do sumy mocy znamionowych wszystkich turbin wiatrowych wchodzących w skład instalacji FW, bez względu na ich stan dyspozycyjności w okresie t
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii równy 5 min, tj. 0,08(3) h [h]

3. Energię korekcyjną określoną dla okresu poprzedzającego redysponowanie nierynkowe instalacji FW, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$\Delta E^{KOR} = \frac{1}{N^{KOR}} \sum_{t \in T^{KOR}} (E_t^{WYK} - E_t^{MODEL\ FW})$$

gdzie:

ΔE^{KOR}	–	energia korekcyjna określona dla okresu poprzedzającego redysponowanie nierynkowe instalacji FW [kWh]
T^{KOR}	–	zbiór obejmujący N^{KOR} okresów zawartych w trzech godzinach poprzedzających okres redysponowania nierynkowego instalacji FW, na podstawie którego jest określana średnia energia korekcyjna ΔE^{KOR}
N^{KOR}	–	liczba elementów zbioru T^{KOR}, $N^{KOR} = 36$.

E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej przez instalację FW do sieci OSP albo OSD, zmierzonej w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w okresie t [kWh]
$E_t^{MODEL\ FW}$	–	wolumen energii wyznaczony dla okresu t na podstawie charakterystyki mocy w funkcji prędkości wiatru, z uwzględnieniem współczynnika udziału turbin wiatrowych w wytwarzaniu energii, wyznaczany zgodnie z opisem w pkt 2. [kWh]

4. Maksymalny wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, wynikający z mniejszej z dwóch wielkości mocy: (i) mocy przyłączeniowej oraz (ii) mocy osiągalnej instalacji FW, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E^{MAX} = \min(P^{FW}; P^{FWOSE}) \cdot \Delta t^{P}$$

gdzie:

E^{MAX}	–	maksymalny wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, wynikający z mniejszej z dwóch wielkości mocy: (i) mocy przyłączeniowej oraz (ii) mocy osiągalnej instalacji FW [kWh]
P^{FWOSD}	–	moc przyłączeniowa instalacji FW [kW]
P^{FW}	–	moc instalacji FW osiągana w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, liczona jako suma dopuszczalnych mocy maksymalnych poszczególnych turbin wiatrowych, uzyskiwanych przy maksymalnej prędkości wiatru, przy której nie występuje konieczność ich wyłączenia [kW]
Δt^{P}	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii równy 5 min, tj. 0,08(3) h [h]

5.3.2. Oszacowanie wolumenu energii możliwej do wprowadzenia do sieci OSP albo OSD przy braku lub niekompletnych danych o prędkości wiatru lub charakterystyki mocy w funkcji prędkości wiatru - ścieżka 2

1. W przypadku braku lub niekompletności danych o prędkości wiatru lub charakterystyki mocy w funkcji prędkości wiatru, stosuje się metodę~~,~~ wykorzystującą obszarowe prognozy generacji energii przez źródła FW. Wolumen energii możliwej do wprowadzenia do sieci szacowany jest za pomocą regresji liniowej, której wykorzystanie polega na znalezieniu takiej pary współczynników (α^R, β^R), która minimalizuje sumę kwadratów błędu oszacowania liniowego, tj.:

$$\min_{\alpha^l,\beta^l} \sum_{t \in T^{KOR}} (E_t^{WYK} - \alpha^R E_t^{OBSZAR} - \beta^R)^2$$

$$E_t^{MODEL\ FW} = \alpha^R E_t^{OBSZAR} + \beta^R$$

$$E_t^{SZAC} = \min(\max(\ E_t^{MODEL\ FW}; 0)\ ; E^{MAX})$$

gdzie:

T^{KOR}	–	zbiór okresów t~~,~~ dla których nastąpiło wyznaczenie współczynników α^R, β^R metodą regresji liniowej

α^R, β^R	–	współczynniki regresji liniowej ustalone dla pojedynczej instalacji FW na podstawie analizy obszarowej prognozy produkcji energii wszystkich instalacji FW (E_t^{OBSZAR})
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację FW w okresie t, ustalony na podstawie wskazań układów pomiarowych OSP albo OSD [kWh]
E_t^{OBSZAR}	–	obszarowa prognoza produkcji energii wszystkich instalacji FW, właściwa dla obszaru, w którym znajduje się redysponowana instalacja FW oraz okresu t [kWh]
$E_t^{MODEL\ FW}$	–	skalibrowany oszacowany wolumen energii wprowadzanej do sieci OSD lub OSP przez instalację FW w okresie t w sytuacji braku redysponowania nierynkowego instalacji FW [kWh]
E_t^{SZAC}	–	oszacowany wolumen energii wprowadzonej do sieci OSP albo OSD przez instalację FW w okresie t w sytuacji braku redysponowania nierynkowego instalacji FW, uwzględniający ograniczenia mocy osiągalnej oraz mocy przyłączeniowej [kWh]
E^{MAX}	–	wolumen maksymalnej energii możliwej do wprowadzenia przez instalację FW w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, wynikający z mniejszej z dwóch wielkości mocy: (i) mocy przyłączeniowej oraz (ii) mocy osiągalnej instalacji FW, wyznaczany zgodnie z opisem w pkt **5.3.1.** 4. [kWh]

5.4. Oszacowanie wolumenu energii niewyprodukowanej przez instalację FW w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji FW, która zostałaby rozliczona według pomiarów na zaciskach generatorów turbin instalacji FW w ramach systemu wsparcia zielonych certyfikatów

1. Wolumen energii niewyprodukowanej przez instalację FW w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji FW, która zostałaby rozliczona według pomiarów na zaciskach generatorów turbin instalacji FW w ramach systemu wsparcia zielonych certyfikatów, gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji FW, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$\Delta E_t^{FW\ CERT} = \Delta E_t^{FW} + \frac{w^{ZG}}{|N^{KOR}|} \sum_{t \in T^{KOR}} (E_t^{WYK\ CERT} - E_t^{WYK})$$

gdzie:

$\Delta E_t^{FW\ CERT}$	–	wolumen energii niewyprodukowanej przez instalację FW w wyniku jej redysponowania nierynkowego w okresie t, która zostałaby rozliczona według pomiarów na zaciskach generatorów turbin instalacji FW w ramach systemu wsparcia zielonych certyfikatów, gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji FW [kWh]
ΔE_t^{FW}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację FW w okresie t, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
w^{ZG}	–	współczynnik, którego wartość wynosi 1, gdy instalacja FW jest objęta systemem wsparcia zielonych certyfikatów (system wsparcia obejmuje pomiar na zaciskach generatorów turbin instalacji FW). W

		przypadku gdy instalacja FW jest objęta systemem wsparcia zielonych certyfikatów, ale nie rozlicza ich na zaciskach generatorów turbin instalacji FW, wartość współczynnika wynosi 0
T^{KOR}	–	zbiór obejmujący N^{KOR} okresów zawartych w trzech godzinach poprzedzających okres redysponowania nierynkowego instalacji FW
N^{KOR}	–	liczba elementów zbioru T^{KOR}, $N^{KOR} = 36$
$E_t^{WYK\ CERT}$	–	wolumen energii wyprodukowanej przez instalację FW w okresie t zawartym w trzech godzinach poprzedzających okres redysponowania nierynkowego instalacji FW–, który jest rozliczany przez właściciela instalacji FW w systemie wsparcia zielonych certyfikatów, zmierzony na zaciskach generatorów turbin instalacji FW [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej przez instalację FW do sieci OSP albo OSD, zmierzonej w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w okresie t [kWh]

6. Szczegółowe zasady obliczania rekompensat dla MWE typu BG

6.1. Wyznaczanie wartości rekompensaty dla MWE typu BG

1. Rekompensata ustalana jest jako wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) w wyniku wykonania polecenia redysponowania danej instalacji BG, z uwzględnieniem, że energia elektryczna niewprowadzona przez instalację BG w wyniku redysponowania nierynkowego jest rozliczana poprzez korektę energii rzeczywistej (ER), w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, dla tej instalacji BG o wielkość energii elektrycznej niewprowadzonej przez instalację BG i tak skorygowana ER jest uwzględniana w rozliczeniach POB tej instalacji BG na RB.
2. Rekompensata jest należna za każdą jednostkę energii, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku wykonania polecenia redysponowania, oszacowanej zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt **6.2. - 6.3.**
3. Wartość utraconego przychodu zaokrąglana jest do dwóch miejsc po przecinku.

6.2. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium)

1. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych

(feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff~~),~~) w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{WSP} = w^{CERT} \cdot K^{CERT} + w^{AUK} \cdot K^{AUK} + w^{FITI} \cdot K^{FITI} + w^{FITII} \cdot K^{FITII} + w^{FIP} \cdot K^{FIP}$$

gdzie:

K^{WSP}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff~~),~~) w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [~~PLN~~zł]
w^{CERT}	–	współczynnik jest równy 0 gdy instalacja BG nie uczestniczy w systemie świadectw pochodzenia lub jest równy 1 gdy uczestniczy
K^{CERT}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia [~~PLN~~zł]
w^{AUK}	–	współczynnik jest równy 0 gdy instalacja BG nie uczestniczy w aukcyjnym systemie wsparcia lub jest równy 1 gdy uczestniczy
K^{AUK}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia [~~PLN~~zł]
w^{FITI}	–	współczynnik jest równy 0 gdy instalacja BG nie uczestniczy w sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego lub jest równy 1 gdy uczestniczy
K^{FITI}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego [~~PLN~~zł]
w^{FITII}	–	współczynnik jest równy 0 gdy instalacja BG nie uczestniczy w sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff~~),~~) w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE lub jest równy 1 gdy uczestniczy
K^{FITII}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu

		podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE [~~PLN~~zł]
w^{FIP}	–	współczynnik jest równy 0 gdy instalacja BG nie uczestniczy w sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) lub jest równy 1 gdy uczestniczy
K^{FIP}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) lub jest równy 1 gdy uczestniczy

2. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{CERT} = \sum_{t \in T} [\max(0; c^{KONW} \cdot C_t^{BIOG} \cdot \Delta E_t^{BG})]$$

gdzie:

K^{CERT}	–	wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji BG, z pominięciem okresów t należących do godzin h, dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 ~~PLN~~zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
C_t^{BIOG}	–	cena świadectwa pochodzenia, oznaczona indeksem TGEozebio, wyznaczana na pierwszej sesji notowań na giełdzie TGE S.A. po dniu, w którym nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [~~PLN~~zł/MWh]
ΔE_t^{BG}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację BG w okresie t, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]

3. Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{AUK} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^{AUKSKOR} - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t^{BG}]$$

gdzie:

K^{AUK}	–	wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji BG, z pominięciem okresów t należących do godzin h, dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o

		OZE, były niższe niż 0 ~~PLN~~zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
$C_t^{AUKSKOR}$	-	cena zawarta w ofercie właściciela instalacji BG, właściwa dla okresu t, która wygrała aukcję, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 oraz z uwzględnieniem art. 93 ust. 4 i 6 [~~PLN~~zł/MWh]
C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG, publikowana na stronie internetowej TGE S.A [~~PLN~~zł/MWh]
ΔE_t^{BG}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację BG w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]
w^{OI}	–	współczynnik, którego wartość wynosi 1, jeżeli właściciel instalacji BG wypełnił obowiązek informacyjny, o którym mowa w art. 93 ust. 18 ustawy o OZE, w przeciwnym razie wartość współczynnika wynosi 0

4. Wartość utraconego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{FITI} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^R)) \cdot \Delta E_t^{BG}]$$

gdzie:

K^{FITI}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji BG
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
C_t^R	-	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o OZE, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [~~PLN~~zł/MWh]
ΔE_t^{BG}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację BG w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]

5. Wartość utraconego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff~~),~~) w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{FITII} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^R - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t^{BG}]$$

gdzie:

K^{FITII}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff~~),~~) w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji BG, z pominięciem okresów t należących do godzin h, dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 ~~PLN~~zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
C_t^R	-	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 1 ustawy o OZE, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o OZ~~E~~, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [~~PLN~~zł/MWh]
C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [~~PLN~~zł/MWh]
ΔE_t^{BG}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację BG w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]

6. Wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{FIP} = \sum_{t \in T} \max[0; c^{KONW} \cdot (C_t^R - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_t^{BG}]$$

gdzie:

K^{FIP}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in-premium) [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji BG, z pominięciem okresów t należących do godzin h, dla których ceny, o których mowa w art. 93 ust. 3 ustawy o OZE, były niższe niż 0 ~~PLN~~zł/MWh dla co najmniej sześciu następujących po sobie godzin dostawy energii elektrycznej
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
C_t^R	-	stała cena zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 2 ustawy o OZE, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o OZE, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 70e ust. 3 ustawy o OZE [~~PLN~~zł/MWh]
C_t^{TGE}	–	średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla okresu t doby, w której nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG, publikowana na stronie internetowej TGE S.A. [~~PLN~~zł/MWh]
ΔE_t^{BG}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację BG w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji BG [kWh]

6.3. Wyznaczanie wolumenu energii do naliczenia wartości utraconego przychodu

1. Wolumen energii niewprowadzonej przez instalację BG w okresie t, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$\Delta E_t^{BG} = \max[0; E_t^{SZAC} - \max(E_t^{ZAD}; E_t^{WYK})]$$

gdzie:

ΔE_t^{BG}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację BG w okresie t, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
E_t^{SZAC}	–	wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację BG, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w przypadku gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG w okresie t [kWh]
E_t^{ZAD}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD [kWh]

E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej przez instalację BG do sieci OSP albo OSD w okresie t, zmierzony w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]

2. Wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację BG, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w przypadku gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG w okresie t, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{SZAC} = \min(P_t^{PP}; P^{BGOSE}) \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{SZAC}	–	wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez instalację BG, w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w przypadku gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji BG w okresie t [kWh]
P_t^{PP}	–	wartość mocy określona w deklarowanym przez instalację BG planie pracy albo skorygowanym planie pracy w okresie t, jeżeli skorygowany plan pracy został zgłoszony przez instalację BG [kW]
P^{BGOSE}	–	moc przyłączeniowa instalacji BG [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

3. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZAD} = P_t^{ZAD} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZAD}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZAD}	–	zadany przez OSP albo OSD maksymalny poziom dopuszczalnej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji BG do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

7. Szczegółowe zasady obliczania rekompensat dla MEE

7.1. Wyznaczanie wartości utraconego przychodu

1. Rekompensata ustalana jest jako wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku wykonania polecenia redysponowania danego MEE z uwzględnieniem, że energia elektryczna niewprowadzona przez MEE w wyniku redysponowania nierynkowego jest

rozliczana poprzez korektę energii rzeczywistej (ER), w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, dla tego MEE o wielkość energii elektrycznej niewprowadzonej przez MEE i tak skorygowana ER jest uwzględniana w rozliczeniach POB tego MEE na RB.

2. Rekompensata jest należna za każdą jednostkę energii, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku wykonania polecenia redysponowania, oszacowanej zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt **7.2.**

3. Wartość utraconego przychodu zaokrąglana jest do dwóch miejsc po przecinku.

7.2. Zasady wyznaczania wolumenu energii niewprowadzonej przez MEE w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego MEE

1. Wolumen energii niewprowadzonej przez MEE w okresie t, w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$\Delta E_t^{MEE} = \max[0; E_t^{SZAC} - \max(E_t^{ZAD}; E_t^{WYK})]$$

gdzie:

ΔE_t^{MEE}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez MEE w okresie t, w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego [kWh]
E_t^{SZAC}	–	wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez MEE, w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w przypadku gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe instalacji MEE w okresie t [kWh]
E_t^{ZAD}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD [kWh]
E_t^{WYK}	–	wolumen energii wprowadzonej przez MEE do sieci OSP albo OSD w okresie t, zmierzony w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD [kWh]

2. Wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez MEE, w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w przypadku gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe MEE w okresie t, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{SZAC} = \min(P_t^{PP}; P^{MEEOSE}) \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{SZAC}	–	wolumen energii możliwej do wprowadzenia przez MEE, w miejscu przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w przypadku gdyby nie nastąpiło redysponowanie nierynkowe MEE w okresie t [kWh]
P_t^{PP}	–	wartość mocy określona w deklarowanym przez MEE planie pracy albo skorygowanym planie pracy w okresie t, jeżeli skorygowany plan pracy został zgłoszony przez MEE [kW]
P^{MEEOSE}	–	moc przyłączeniowa MEE w trybie rozładowywania [kW]

Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

3. Wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$E_t^{ZAD} = P_t^{ZAD} \cdot \Delta t^P$$

gdzie:

E_t^{ZAD}	–	wolumen energii wynikający z zadanego przez OSP albo OSD maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w okresie t w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD [kWh]
P_t^{ZAD}	–	zadany przez OSP albo OSD maksymalny poziom dopuszczalnej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia MEE do sieci OSP albo OSD w okresie t [kW]
Δt^P	–	długość okresu, w którym następuje pomiar energii (15 min, tj. 0,25 h) [h]

8. Rozliczanie niewykonania albo nienależytego wykonania poleceń redysponowania

1. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania, ~~niezależnie od przyczyny~~ oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania, właściciel redysponowanego zasobu jest obowiązany do zapłaty na rzecz OSP~~,~~ opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania przez zasoby przyłączone do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, płatność realizowana jest za pośrednictwem OSDp.

   W przypadku gdy niewykonanie albo nienależyte wykonanie polecenia redysponowania było następstwem okoliczności, za które właściciel redysponowanego zasobu odpowiedzialności nie ponosi, właściciel redysponowanego zasobu może złożyć reklamację zgodnie z pkt **8.** 11., zawierającą wyjaśnienia, na podstawie których właściwy operator systemu podejmuje decyzję o odstąpieniu od naliczenia opłaty albo o naliczeniu opłaty na zasadach określonych w pkt **8.** 2. - **8.** 10., w zakresie uwzględniającym rozstrzygnięcie reklamacji.

2. Opłatę, o której mowa w pkt 1., dla właściciela redysponowanego zasobu, w stosunku do którego zostało wydane polecenie redysponowania, oblicza właściwy operator systemu według następujących zasad:

   (1) jeżeli polecenie redysponowania miało na celu zapewnienie zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku prognozowanego przez OSP wytwarzania energii elektrycznej w ilości przekraczającej zapotrzebowanie na tę energię, opłatę odpowiadającą kosztom wyznaczonym dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania (ORN), których dotyczyło polecenie redysponowania wydane przez OSP, ustala się jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia redysponowania oraz dodatniej wartości ceny stosowanej do rozliczenia energii niezbilansowania w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania;

(2) jeżeli polecenie redysponowania miało na celu uniknięcie prognozowanego przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, na który wpływ ma wytwarzanie energii elektrycznej przez MWE lub MEE w warunkach braku rozbudowy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, opłatę odpowiadającą kosztom wyznaczonym dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie redysponowania wydane przez OSP, ustala się jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia redysponowania oraz dodatniej wartości ceny wyznaczonej jako różnica:

(a) wartości najwyższej ceny, według której jest rozliczana energia bilansująca planowana dostarczona na rynek bilansujący w danym ORN,

(b) wartości najniższej ceny, według której jest rozliczona energia bilansująca planowana odebrana z rynku bilansującego w danym ORN,

w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania.

3. OSP publikuje na swojej stronie internetowej wartości cen, o których mowa w pkt 2., dla każdego ORN, dla którego wydał polecenie redysponowania.

4. Opłatę, o której mowa w pkt 1., oblicza się dla każdego ORN, którego dotyczyło polecenie redysponowania.

5. W przypadku wydania polecenia redysponowania z poziomem generacji większym niż 0 MW opłatę, o której mowa w pkt 1., dla danego ORN nalicza się, jeżeli wartość niewykonania polecenia redysponowania była większa niż mniejsza z: (i) 5% mocy zainstalowanej redysponowanego zasobu oraz (ii) 1 MW. W przypadku wydania polecenia redysponowania z poziomem generacji wynoszącym 0 MW, opłatę, o której mowa w pkt 1., nalicza się w każdym przypadku niewykonanego polecenia redysponowania.

6. Ilość energii elektrycznej odpowiadająca niewykonaniu polecenia redysponowania wyznacza się jako dodatnią różnicę pomiędzy wolumenem energii wynikającym z zadanego przez OSP lub OSDp maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w danym ORN w miejscu przyłączenia redysponowanego zasobu do sieci i wolumenem energii wyprodukowanej w danym ORN.

7. Właściwy operator systemu w terminie do 15. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym wydano polecenie redysponowania, opracowuje raport z odchyleń w wykonaniu poleceń redysponowania (dalej „raport z odchyleń"). Raport z odchyleń zawiera pozycje, w których zidentyfikowano odchylenie w wykonaniu poleceń redysponowania i obejmuje w szczególności:

(1) oznaczenie właściciela redysponowanego zasobu i jego dane rejestrowe;

(2) wskazanie operatora systemu, do którego przyłączony jest redysponowany zasób;

(3) nazwę redysponowanego zasobu;

(4) kod PPE i kod MWE/MEE redysponowanego zasobu, nadawane przez operatora systemu;

(5) datę i okresy redysponowania nierynkowego poleconego przez OSP;

(6) datę i okresy niewykonania polecenia redysponowania;

(7) zadany poleceniem redysponowania, maksymalny poziom dopuszczalnej generacji mocy czynnej w miejscu przyłączenia instalacji OZE, wyrażony w kW z dokładnością do 1 kW;

(8) wolumen energii podlegający opłacie, tj. będący niewykonaniem polecenia redysponowania;

(9) kwotę opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania wyliczoną na podstawie zasad, o których mowa w pkt 2.

8. Raport z odchyleń stanowi podstawę do wystawienia właścicielowi redysponowanego zasobu noty obciążeniowej.

9. Właściwy operator systemu wystawia i przekazuje notę obciążeniową do właściciela redysponowanego zasobu, poprzez portal WOZE, w terminie do 15. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym opracowano raport z odchyleń, łącznie dla wszystkich redysponowanych zasobów. Do noty dołączona jest kalkulacja opłaty.

10. Terminem płatności należności, o której mowa w pkt 7**.** (9), jest 21. dzień od daty dostarczenia właścicielowi redysponowanego zasobu noty obciążeniowej.

11. Właściciel redysponowanego zasobu może zgłosić reklamację w terminie 21 dni od dnia otrzymania od właściwego operatora systemu noty obciążeniowej.

12. Właściwy operator systemu rozpatruje reklamację w terminie 60 dni od dnia jej otrzymania, a w uzasadnionych przypadkach termin rozpatrzenia reklamacji może ulec wydłużeniu, przy czym w przypadku zaistnienia takiej okoliczności, właściwy operator systemu przed upływem terminu rozpatrzenia reklamacji, przekazuje stosowną informację właścicielowi redysponowanego zasobu.

13. OSDp, w przypadku poleceń redysponowania wydanych przez OSP za pośrednictwem OSDp, raz na kwartał w terminie 30 dni po zakończeniu kwartału, przekazuje OSP raport z opłat, zawierający zbiorcze informacje, o których mowa w pkt 7., dla wszystkich redysponowanych zasobów i okresów redysponowania nierynkowego, dla których OSDp naliczył opłatę, o której mowa w pkt 1., (dalej: „raport z opłat"), co do których właściciele redysponowanych zasobów nie zgłosili reklamacji lub reklamacja została złożona po terminie, o którym mowa w pkt 11., wraz z notą uznaniową na łączną kwotę wynikającą z raportu z opłat.

14. Opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania, dla których została zakończona procedura reklamacyjna, określona w pkt 11. i 12., są uwzględniane w raporcie z opłat za okres, w którym procedura reklamacyjna została zakończona.

15. OSDp przekazuje OSP wartość opłat za niewykonanie polecenia redysponowania na rachunek OSP wskazany w umowie przesyłania do 7. dnia po dacie przekazania noty uznaniowej.

16. OSP publikuje wzór raportu z opłat na stronie internetowej OSP. Raport z opłat zawiera w szczególności dane, o których mowa w pkt 7.

9. Zasady rozliczeń w okresie do 31 grudnia 2025 r.

1. Do 31 grudnia 2025 roku, rekompensata, o której mowa w pkt ~~5. - 8~~4. - 7**.**, wyliczana jest jako suma:

   (1) wartości utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku wykonania polecenia redysponowania oraz

   (2) wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) w wyniku wykonania polecenia.

2. Wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$K^{CEN} = \sum_{t \in T} [\max(0; c^{KONW} \cdot C_t^{CEN} \cdot \Delta E_t^{OZE})]$$

gdzie:

K^{CEN}	–	wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji OZE lub instalację MEE. Jeżeli w okresie t cena CEN przyjmuje wartość ujemną, wartość rekompensaty w tym okresie t wynosi 0 zł [~~PLN~~zł]
T	–	zbiór okresów t, w których realizowane było redysponowanie nierynkowe instalacji OZE lub instalacji MEE
c^{KONW}	–	współczynnik konwersji ceny wyrażonej w ~~PLN~~zł/MWh na cenę wyrażaną w ~~PLN~~zł/kWh, równy 0,001
C_t^{CEN}	–	cena energii niezbilansowania (CEN) na rynku bilansującym w okresie t [~~PLN~~zł/MWh]
ΔE_t^{OZE}	–	wolumen energii niewprowadzonej przez instalację OZE albo MEE w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji OZE albo MEE, wyznaczany zgodnie z zasadami określonymi w pkt **4.3.**, **5.3.**, **6.3.** oraz **7.2.** [kWh]

3. Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) w wyniku wykonania polecenia, wydanego w odniesieniu do instalacji OZE, wyznacza się zgodnie z zasadami określonymi w pkt **4.2.**, **5.2.** i **6.2.**

Polskie Sieci Elektroenergetyczne

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

Załącznik nr B1

Certyfikacja ORed i pozyskiwanie danych pomiarowo - rozliczeniowych dla ORed

Spis treści

1. Postanowienia ogólne 3
2. Certyfikacja w trybie podstawowym 4
3. Certyfikacja w trybie dodatkowym 5
4. Certyfikat dla ORed 7
5. Pozyskiwanie danych pomiarowo - rozliczeniowych dla ORed 9

1. Postanowienia ogólne

1. ORed jest to obiekt przyłączony do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego odbiorcy w ORed, składający się z jednego lub więcej miejsc dostarczania energii elektrycznej (MD) (w przypadku ORed przyłączonych do sieci OSP) albo jednego lub więcej punktu poboru energii (PPE) (w przypadku ORed przyłączonych do sieci OSD):

   (1) które stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;

   (2) w których zainstalowano układy pomiarowo - rozliczeniowe:

      (a) w przypadku MD - spełniające wymagania techniczne określone w IRiESP - Korzystanie,

      (b) w przypadku PPE - spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo - rozliczeniowych instalowanych u uczestników rynku detalicznego (URD) będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy;

   (3) posiadające funkcję automatycznej rejestracji danych oraz umożliwiające ich pozyskiwanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE (dla ORed przyłączonych do sieci OSDp lub OSDn) lub poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do systemu pomiarowo - rozliczeniowego OSP (dla ORed przyłączonych do sieci OSP).

2. W przypadku gdy układ zasilania ORed składa się z wielu MD lub PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych MD lub PPE.

   Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługi systemowe w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej są przyłączone inne podmioty posiadające certyfikat dla ORed. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

3. Usługi systemowe w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej mogą być świadczone za pomocą ORed posiadających certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny", uzyskane na zasadach określonych w niniejszym załączniku. Proces certyfikacji przeprowadza i certyfikat dla ORed wydaje:

   (1) OSP - jeżeli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci przesyłowej;

   (2) OSP we współpracy z OSDp - jeżeli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej;

   (3) OSP we współpracy z OSDn - jeżeli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej OSDn;

   (4) OSDp - jeżeli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDp oraz OSDp we współpracy z OSDn, w przypadku gdy ORed jest przyłączony do sieci OSDp i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

   OSDp wydaje certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku gdy OSDp otrzyma od odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu;

   (5) OSDn we współpracy z OSDp - jeżeli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią danego OSDp;

   Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt **4.** 9., wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego OSDp, celem rejestracji w systemie

IP DSR i nadania numeru certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku OSDn przekazuje do OSDp również oświadczenia odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt 1. oraz wydaje certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku gdy OSDn otrzyma od odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

Jeżeli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci OSDn połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego OSDn przekaże wystawiony przez siebie certyfikat dla ORed.

(6) w przypadkach innych niż określone w pkt (1) - (5), certyfikat dla ORed wydaje OSP we współpracy z właściwym OSD.

4. Procesem certyfikacji przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

(1) objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem w sprawie wprowadzania ograniczeń;

(2) mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem w sprawie wprowadzania ograniczeń, z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

5. W przypadku, o którym mowa w pkt 4. (1) proces certyfikacji przeprowadzany jest:

(1) w trybie podstawowym, w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub

(2) w trybie dodatkowym, na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego.

6. W przypadku, o którym mowa w pkt 4. (2) proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

2. Certyfikacja w trybie podstawowym

1. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt **1.** 5. (1) dokonywana jest na poniższych zasadach.

OSP i OSD jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w terminie 30 dni od dnia, od którego:

(1) odbiorca w ORed został przyłączony do sieci i podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie wprowadzania ograniczeń; lub

(2) odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie wprowadzania ograniczeń; lub

(3) odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna niewydania certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym).

Postanowienia pkt (1) - (3) określają przypadki certyfikacji pojedynczych ORed, dla których nie został wydany certyfikat dla ORed.

2. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt **1.** 1.

3. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt 2. jest pozytywny, to odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn wydaje certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie niewydania tego certyfikatu.

4. Jeżeli przyczyną niewydania certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt **1.** 1. (2), nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSP, OSDp albo OSDn układów pomiarowo - rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

5. Nie skutkuje wygaszeniem certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat, przestaje niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie wprowadzania ograniczeń.

3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt **1.** 4. (2), 5. (2) i 6. dokonywana jest na poniższych zasadach.

2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie certyfikatu dla ORed do:

   (1) OSP - jeżeli ORed posiada przynajmniej jedno MD;

   (2) OSDp - jeżeli ORed nie posiada MD, a posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej tego OSDp;

   (3) OSDn - jeżeli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

   Jeżeli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie OSDp lub OSDn.

3. Wniosek o wydanie certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

   (1) dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania certyfikatem dla ORed);

   (2) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez odbiorcę w ORed;

   (3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);

   (4) wykaz kodów MD nadawanych przez OSP, zgodnie ze stosowanymi w umowie przesyłania, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci przesyłowej, zgodnie z pkt **1.** 1.;

   (5) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt **1.** 1.;

   (6) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy, ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie

której świadczone są odbiorcy w ORed usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;

(7) oświadczenie odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:

(a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowo - rozliczeniowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),

(b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowo - rozliczeniowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),

(c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowo - rozliczeniowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługi systemowe w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej),

(d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),

(e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),

(f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane MD lub PPE,

(g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed,

(h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez odbiorcę w ORed certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),

(i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;

(8) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed, udzielone przez odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez odbiorcę w ORed).

4. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

(1) kompletności wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed;

(2) poprawności kodów MD lub PPE wskazanych we wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed;

(3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę MD lub PPE;

(4) spełniania kryteriów, o których mowa w pkt **1.** 1.

5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt 4. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt **1.** 1. (2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSP, OSDp albo OSDn układów pomiarowo - rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

7. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt 4. jest pozytywny, to odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn wydaje certyfikat dla ORed.

8. W przypadku złożenia wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn, w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt 4. i przekazuje certyfikat dla ORed, zgodnie z pkt **1.** 3. (5) do upoważnionego OSDp.

9. Wydanie certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku do OSP lub odpowiedniego OSDp albo OSDn.

4. Certyfikat dla ORed

1. Certyfikat dla ORed zawiera:
   (1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt **1.** 3. (5) zdanie drugie;
   (2) lokalizację sieciową ORed:
      (a) w przypadku zasilania z sieci OSP - przypisanie do stacji elektroenergetycznej w sieci przesyłowej,
      (b) w przypadku zasilania z sieci OSD - przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej;
   (3) dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne odbiorcy w ORed, z zastrzeżeniem pkt 5. zdanie trzecie;
   (4) wykaz kodów MD składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci przesyłowej lub wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE danego OSDp (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie jakiego odpowiednio OSDp i OSDn zlokalizowany jest dany PPE);
   (5) datę, od której obowiązuje certyfikat dla ORed;
   (6) podmiot wydający certyfikat dla ORed;
   (7) typ ORed (ORed O - obiekt odbiorczy lub ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt 4. (3) (a);
   (8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.
2. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt **2.** 2. i **3.** 4., OSP, OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, rejestruje certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

   Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.
3. ORed, dla którego certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.
4. ORed, dla którego certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie, odpowiednio do OSP lub OSDp dokonujących rejestracji certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń odbiorcy w ORed:
   (1) zgód na przekazywanie danych pomiarowo - rozliczeniowych przez:
      (a) OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
      (b) OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
      (c) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługi systemowe w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej);

(2) zgody na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych odbiorcy w ORed;

(3) oświadczenia:

(a) wskazującego na typ ORed (ORed O - obiekt odbiorczy lub ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj. czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,

(b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),

(c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydanym certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,

(d) wskazującego adres poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania certyfikatem dla ORed,

(e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

5. Zgody, o których mowa w pkt 4. (1) i (2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub odpowiednio postanowień IRiESP albo IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

   W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt 4., ORed w systemie IP DSR otrzymuje status „ORed nieaktywny".

   Brak zgody, o której mowa w pkt 4. (2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych odbiorcy w ORed.

   Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny" na „ORed aktywny" następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez OSP lub OSDp dokonujących rejestracji certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt 4.

6. OSP publikuje na stronie internetowej OSP informację o posiadaniu przez odbiorcę w ORed certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

7. Odpowiednio OSP, OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza certyfikat dla ORed w przypadku:

   (1) pozyskania informacji wskazujących, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt **1.** 1.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR;

   (2) wstrzymania świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

   Odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn informuje odbiorcę w ORed, o wygaszeniu certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSP lub OSDp w systemie IP DSR.

Wygaszenie certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny" wygaszenie certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowo - rozliczeniowych dla ORed przez OSDp do OSP.

8. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny"), w tym w szczególności zakresu MD lub PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeżeli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt **1.** 1. odpowiednio OSP, OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn aktualizuje certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

   Operator systemu, który wydał certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, operator ten przekazuje zaktualizowany certyfikat dla ORed do właściwego OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

   Wniosek o aktualizację certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym.

   Aktualizacja certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego certyfikatu dla ORed w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

9. Wzór wniosku o wydanie certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację certyfikatu dla ORed, wzór certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt 4. i 6. określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

10. OSP, OSDp i OSDn, każdy na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt 4. i 6.

5. Pozyskiwanie danych pomiarowo - rozliczeniowych dla ORed

1. Dane pomiarowo - rozliczeniowe dotyczące ilości dostaw energii dla MD lub PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej.

2. Dane pomiarowo - rozliczeniowe dotyczące ilości dostaw energii dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowo - rozliczeniowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej, w wyniku wezwania do zmiany wielkości poboru mocy w ramach tych usług.

   Właściwy OSDp, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje w dobie d+4 zasilenia, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia, OSDp przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe dla ORed w trybach, określonych w pkt 7. i 8.

3. W przypadku gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, każdy OSDp przesyła dane pomiarowo - rozliczeniowe, o których mowa w pkt 1., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią tego OSDp.

4. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązany jest do przekazywania do tego OSDp danych pomiarowo - rozliczeniowych dotyczących ORed, w zakresie PPE przyłączonych do jego sieci, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESD danego OSDp.

5. OSDp przekazuje do OSP poprzez system WIRE dane pomiarowo - rozliczeniowe dla przedziałów czasowych zgodnych z okresem rozliczania niezbilansowania (ORN) na RB. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej z sieci i oddanej do sieci, z dokładnością do 1 kWh.

6. Dane, o których mowa w pkt 5. dla doby d są przekazywane w trybie wstępnym od doby d+1 do doby d+4.

7. Do 5. dnia po zakończeniu miesiąca m, OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowo - rozliczeniowych i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1. Dane pomiarowo - rozliczeniowe są przekazywane za miesiąc m od 1. do 5. dnia miesiąca m+1.

   W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5. dniu miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania o dane pomiarowo - rozliczeniowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowo - rozliczeniowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym m+1, do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt 6.

   W trybie podstawowym m+1 wszystkie dane pomiarowo - rozliczeniowe przekazywane przez OSDp do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

8. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych do OSP danych pomiarowo - rozliczeniowych.

   Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1. do 5. dnia miesiąca m+2 i m+4.

   W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5. dnia miesiąca m+2 i m+4 poprzez wysłanie zapytania o dane dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe tego samego dnia lub dnia następnego.

9. OSP udostępnia dane pomiarowo-rozliczeniowe dotyczące ORed, podmiotowi świadczącemu usługi systemowe w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej.