PGE Energetyka Kolejowa Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Tekst obowiązujący od dnia: xx.xx.2025r.

Spis treści

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 1

I. Korzystanie z systemu elektroenergetycznego 6

I.1. Postanowienia ogólne 6

I.2. Charakterystyka korzystania z sieci dystrybucyjnej 13

I.3. Charakterystyka, zakres oraz warunki formalno-prawne usług dystrybucji świadczonych przez OSD 13

I.4. Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego 15

I.5. Rejestr magazynów energii elektrycznej 17

II. Przyłączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej OSD 18

II.1. Zasady przyłączania 18

II.2. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych, których sieci dystrybucyjne posiadają bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową 31

II.3. Zasady odłączania, wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej 32

II.4. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych i urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego 36

II.5. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej w tym odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD 62

II.5.4. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej. 66

II.5.5. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych. 66

II.6. Zasady planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV z siecią przesyłową 66

II.7. Zasady pobierania energii elektrycznej prądu stałego 68

III. Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci 68

III.1. Przepisy ogólne 68

III.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji 69

III.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji 72

III.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorami systemów dystrybucyjnych 72

III.5. Dokumentacja techniczna i prawna 72

III.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych 74

III.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych 74

III.8. Ochrona środowiska naturalnego 75

III.9. Ochrona przeciwpożarowa 75
III.10. Planowanie prac eksploatacyjnych 75
III.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac 76
IV. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego 76
IV.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej 76
IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej 77
IV.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej 77
IV.4. Wymagania dla użytkowników systemu w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci 90
IV.5. Redysponowanie nierynkowe 91
V. Współpraca OSD z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu ... 92
VI. Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej OSD 93
VI.1. Obowiązki OSD 93
VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego 94
VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej 96
VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną 97
VI.5. Układy normalnej pracy sieci dystrybucyjnej 97
VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej 98
VI.7. Programy łączeniowe 99
VII. Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej OSD 100
VIII. Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu 101
VIII.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej 101
VIII.2 Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej 107
VIII.3. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej 108
VIII.4. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu 111
Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi 114
A. Postanowienia wstępne 115
A.1. Uwarunkowania formalno-prawne 115
A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy 116
A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego 117

A.4. Warunki realizacji umów sprzedaży oraz umów kompleksowych i uczestnictwa w procesie bilansowania 121

A.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych 126

A.6. Zasady współpracy OSDn z OSD w zakresie przekazywania danych pomiarowych 130

A.7. Zasady sprzedaży rezerwowej dla URD, którzy mają zawarte umowy kompleksowe 133

A.8. Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej dla URD, którzy mają zawarte umowy dystrybucji 136

A.9. Zasady wymiany informacji 139

A.10. Zasady współpracy dotyczące usługi IRP 140

A.11. Zasady współpracy dotyczące usług bilansujących 152

B. Zasady zawierania umów dystrybucji z URD 155

C. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych 158

C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo rozliczeniowych 158

C.2. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych dla MDD POBzsu (metoda roczna) 163

C.3. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania informacji przez OSD dotyczących liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe dla sprzedawców, którzy świadczą usługę kompleksową URDo 164

D. Procedury zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców 165

D.1. Wymagania ogólne 165

D.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę 167

D.3. Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców 169

E. Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego 170

F. Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz umowach kompleksowych 173

F.1. Ogólne zasady powiadamiania 173

F.2. Weryfikacja powiadomień 174

G. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia 175

H. Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne 175

I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi 180

Słownik skrótów i definicji 183

I. Oznaczenia skrótów 184

II. Pojęcia i definicje 188
Załącznik nr 1 207
Załącznik nr 2 232
Załącznik nr 3 261
Załącznik nr 4 272
Załącznik nr 5 282

I. Korzystanie z systemu elektroenergetycznego

I.1. Postanowienia ogólne

I.1.1. PGE Energetyka Kolejowa Spółka Akcyjna (zwana dalej także „OSD") jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.1.2. OSD jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną OSD"), zgodnie z niniejszą IRiESD.

I.1.3. Niniejsza IRiESD spełnia w szczególności wymagania:

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, – zwanej dalej „Ustawą" lub „ustawą Prawo energetyczne" (t.j. Dz. U. z 2024 r., poz. 266 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,

2) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE" (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 1093 z późn. zmianami),

3) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE" (t.j. Dz. U. z 2024 r., poz. 1361 z późn. zmianami),

4) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2024 r., poz. 725 z późn. zmianami),

5) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (t.j. Dz. U. z 2023 r., poz. 1465 z późn. zmianami),

6) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy" (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 2131 z późn. zmianami),

7) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności" (t.j. Dz. U. z 2024 r., poz. 1289 z późn. zmianami),

8) zawarte w:

   a) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r., z późn. zmianami) - EB GL,

   b) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r., z późn. zmianami) - NC RfG,

   c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016 r.) - NC DC,

   d) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016 r.) - NC HVDC,

e) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017 r., z późn. zmianami) - SO GL,

f) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r., z późn. zmianami) - NC ER,

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci",

9) koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) decyzją nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS z dnia 25 lipca 2001r. wraz z późniejszymi zmianami,

10) decyzji Prezesa URE nr DPE-47-61(5)/3458/2008/BT z dnia 14 marca 2008 r. wraz z późniejszymi zmianami, o wyznaczeniu OSD operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,

11) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowanej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. i zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („IRiESP"),

12) Taryfy OSD,

13) określone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej: PGE Dystrybucja S.A., Stoen Operator Sp. z o.o., Tauron Dystrybucja S.A., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. w części mającej zastosowanie do OSD.

I.1.4. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD - OSD w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty przyjęte na podstawie Kodeksów sieci.

I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych OSD przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji, planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci OSD w szczególności dotyczące:

1) przyłączania jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,

2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,

3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,

5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,

6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,

7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,

8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,

9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi,

10) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,

11) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,

12) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.

Z uwagi na specyfikę układu sieci dystrybucyjnej OSD, składającej się z wielu instalacji niepołączonych ze sobą fizycznie, jak również połączenia sieci dystrybucyjnej OSD z siecią przesyłową OSP, sieciami dystrybucyjnymi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz Elektryczną trakcją kolejową Zarządcy infrastruktury kolejowej, OSD jest operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP na niektórych obszarach działania OSD i zgodnie z postanowieniami IRiESP na tych obszarach OSD pełni rolę operatora typu OSDp. Jednocześnie OSD jest operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada na pozostałych obszarach działalności OSD bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową i dla tych obszarów sieci dystrybucyjnej realizacja obowiązków w zakresie współpracy z OSP realizowana jest poprzez właściwego OSDp. OSD prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci zgodnie z niniejszą IRiESD.

I.1.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

1) operatora systemu dystrybucyjnego – OSD,

2) wytwórców oraz posiadaczy magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,

3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, w tym odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD,

4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,

5) sprzedawców,

6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej OSD,

7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,

2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,

3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,

4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,

5) wytwórców posiadających jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

I.1.8. Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,

2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,

3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,

4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,

5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,

6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,

7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,

8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,

9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,

10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:

   a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,

b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,

c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,

d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,

e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,

f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

i. aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,

ii. informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSD,

iii. wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,

11) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,

13) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,

14) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV,

15) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV,

16) prowadzenie rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci.

I.1.9. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej

równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu.

I.1.10. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz RRM, OSD jest odpowiedzialny w szczególności za:

1) bezpośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej,
2) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania,
3) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń,
4) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji oświadczenia potwierdzającego dostarczanie mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy w procesie monitorowania realizacji umów mocowych,
5) współpracę z OSP w ramach zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych,
6) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci OSD i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.

I.1.11. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących warunków:

1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD,
2) rozwiązanie z OSD umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej zawartej ze sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-K z OSD.

I.1.12. OSD udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

I.1.13. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa URE.

I.1.14. IRiESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzą w życie z datą określoną przez Prezesa URE, w decyzji zatwierdzającej IRiESD lub jej zmiany.

I.1.15. W zależności od potrzeb, OSD przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.

I.1.16. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.

I.1.17. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.1.18. W przypadku zmiany IRiESD w trybie wydania Karty aktualizacji zawiera ona specyfikację zmian IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

I.1.19. OSD opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej. Wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz terminie przewidzianym na konsultacje. Dodatkowo, OSD publikuje dokument wyjaśniający, zawierający informację o przedmiocie i przyczynie wprowadzanych

zmian, a także o planowanym terminie ich wejścia w życie.

I.1.20. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.1.21. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje zmian IRiESD, OSD:

a) dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji,

b) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia oraz w uzasadnionych przypadkach, zestawienie własnych uzupełnień lub korekt, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag i propozycji użytkowników systemu lub jeżeli mają one charakter redakcyjny bądź pisarski, lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki,

c) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje oraz ewentualne korekty OSD, zgodnie z informacjami przedstawionymi w raporcie z procesu konsultacji,

d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia nową wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji oraz przekazuje dokument wyjaśniający i raport z procesu konsultacji,

e) publikuje na swojej stronie internetowej komunikat o przedłożeniu Prezesowi URE nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, dokument wyjaśniający i raport z procesu konsultacji.

I.1.22. IRiESD albo Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Prezesa URE oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, OSD publikuje na swojej stronie internetowej.

Zatwierdzoną przez Prezesa URE IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z tekstem ujednoliconym IRiESD, a także informację o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, OSD publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.1.23. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci OSD lub korzystający z usług świadczonych przez OSD są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE i ogłoszonej w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.24. Odpowiedzialność OSD oraz sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

I.1.25. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, stąd:

1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, OSD niezwłocznie podejmie działania mające na celu wyeliminowanie tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,

2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

I.1.26. Postanowienia IRiESD w zakresie w jakim dotyczą Prosumenta wirtualnego wchodzą w życie z dniem 2 lipca 2025 r.

I.1.27. OSD jako OSDp realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP na obszarach sieci dystrybucyjnej objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP. Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej OSD realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem odpowiedniego OSDp. Zakres poszczególnych obszarów określa instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej każdego OSDp.

I.1.28. Wykaz jednostek wytwórczych oraz elementów koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w pkt. I.1.9. jest zamieszczony w Umowie przesyłowej zawartej między OSD i OSP.

I.2. Charakterystyka korzystania z sieci dystrybucyjnej

I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

I.2.2. OSD na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.

I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz Taryfie OSD zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. Charakterystyka, zakres oraz warunki formalno-prawne usług dystrybucji świadczonych przez OSD

I.3.1. OSD świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej (dalej „usługi dystrybucji") na warunkach określonych w:

1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt 9),
2) Taryfie OSD,
3) umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,
4) IRiESD,
5) TCM,
6) procedurach określonych w wykonaniu obowiązków wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943.

Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

a) niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym,
b) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

I.3.2. OSD świadcząc usługę dystrybucji:

a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi energii elektrycznej, o których mowa w pkt VIII. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

b) instaluje układy pomiarowo-rozliczeniowe,

c) powiadamia odbiorców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,

d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,

e) udostępnia lub przekazuje odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy lub podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej dane pomiarowe na zasadach określonych w IRiESD lub w WDB,

f) umożliwia użytkownikowi systemu wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną lub odebraną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,

g) informuje użytkownika systemu, którego urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci OSD, albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, o konieczności spełnienia wymagań technicznych w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej zgodnych z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, wynikającym w szczególności z Polskich Norm lub norm wydawanych przez reprezentatywne krajowe lub międzynarodowe organizacje,

h) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano licznik zdalnego odczytu,

i) opracowuje i wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD.

I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.

Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.

I.3.4. OSD określa odpowiednio wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji i udostępnia te wzory na swojej stronie internetowej w wersji umożliwiającej jego uzupełnienie w postaci elektronicznej.

Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla podmiotu zaliczanego do grupy przyłączeniowej II określa co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.

I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz

urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.

I.3.6. Pkt I.3.4. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia przez podmiot przyłączany lub przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci tych podmiotów.

I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

I.3.9. Zapisy pkt I.3.1. oraz I.3.2. dotyczące odbiorców stosuje się do posiadaczy magazynów energii elektrycznej.

I.3.10. Sprawę z wniosku o określenie warunków przyłączenia lub zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, rozpatruje się za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną, w przypadku gdy wniosek lub zgłoszenie zostały złożone w postaci elektronicznej lub składający wniosek lub zgłoszenie w postaci papierowej wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w drodze elektronicznej.

I.4. Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego

I.4.1. OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE oraz – w zakresie usług dystrybucji dla pojazdów trakcyjnych oraz dla odbiorów prądu stałego zasilanego napięciem 3kV – z uwzględnieniem wymagań Zarządcy infrastruktury kolejowej mających zastosowanie do świadczenia usług dystrybucji przez OSD.

I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSD opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

I.4.3. OSD opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego Programem Zgodności.

I.4.4. OSD stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności OSD stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,

2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,

3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,

4) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt VIII.4.1., o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci OSD,

5) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,

6) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej Taryfy OSD,

7) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 8), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

8) na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w pkt VIII. i na warunkach określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie OSD,

9) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSD za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

10) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 5) lub 8).

OSD rozpatruje reklamacje otrzymane od sprzedawcy w zakresie świadczonych usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej zawartej przez odbiorcę ze sprzedawcą, na zasadach i w terminach określonych w rozdziale H.

I.4.5. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE, mogą wystąpić z wnioskiem o OSD o:

1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu,

2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie i przepisach wydanych na jej podstawie,

3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy.

I.4.6. W przypadku otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt I.4.5. OSD:

1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego,

2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie oraz przepisach wydanych na jej podstawie,

3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należący do odbiorcy końcowego, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy.

I.4.7. OSD, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci OSD Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE.

I.4.8. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w pkt I.4.5. ppkt 1) i 3). OSD publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z pkt I.4.5. i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu.

I.5. Rejestr magazynów energii elektrycznej

I.5.1. OSD prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:

a) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,
b) stanowiących część sieci dystrybucyjnej OSD,
c) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD.

Rejestr magazynów energii elektrycznej jest prowadzony zgodnie ze wzorem określonym w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2010).

I.5.2. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10 MW.

I.5.3. OSD wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4.

W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., może być więcej niż jeden Operator, wpisu do tego rejestru dokonuje Operator wybrany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.

I.5.4. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci OSD, posiadacz tego magazynu przekazuje OSD informację, zgodnie z wzorem i zakresem określonym w przepisach wydanych na podstawie Ustawy, w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.

I.5.5. Rejestr, o którym mowa w pkt I.5.1., jest jawny i udostępniany przez OSD na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.

I.5.6. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia OSD o wszelkiej zmianie danych określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zmiany tych danych. OSD aktualizuje dane w terminie 14 dni

kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

II. Przyłączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej OSD

II.1. Zasady przyłączania

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSD następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt II.1.20. Powyższe nie dotyczy pojazdów trakcyjnych, które zgłaszane są do pobierania energii elektrycznej zgodnie z pkt II.7.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD, z wyłączeniem mikroinstalacji przyłączanych na podstawie zgłoszenia, obejmuje:

1) pozyskanie przez podmiot od OSD wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji,"),

2) złożenie przez podmiot do OSD wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD o którym mowa w pkt a) i zawierającego wszystkie informacje wymagane zgodnie z tym wzorem Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP; datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSD kompletnego wniosku spełniającego wymagania, o których mowa w IRiESD;

3) w przypadku wniosku dla mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, albo w postaci papierowej opatrzonej podpisem własnoręcznym i składa się:

   a) z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w tym elektronicznej skrzynki podawczej w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2070) lub publicznej usługi rejestrowanego doręczenia elektronicznego na adres do doręczeń elektronicznych wpisany do bazy adresów elektronicznych, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 2320 z późn. zm.), lub publicznej usługi hybrydowej w rozumieniu art. 2 pkt 7 tej ustawy – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej albo,

   b) za pośrednictwem operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1041 z późn. zm.) lub placówki pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub osobiście w siedzibie OSD – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci papierowej.

Wniosek dla mikroinstalacji rozpatruje się w postaci elektronicznej, w przypadku, gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt a) lub gdy wniosek ten

został złożony w sposób określony w ppkt b) i składający wniosek wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w postaci elektronicznej,

4) przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci; zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku bankowego OSD. Zaliczka nie może być wniesiona przez podmiot trzeci na rzecz wnioskodawcy. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej zawierają pouczenie o zasadach i terminie wniesienia zaliczki,

5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę,

6) jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie z wzorem udostępnionym przez OSD, OSD wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania,

7) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek o określenie warunków przyłączenia pozostawia się bez rozpoznania, o czym OSD informuje wnioskodawcę,

8) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez OSD, OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania.

   Nadanie w terminie uzupełnionego lub poprawionego wniosku dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe lub w placówce pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym albo wniesienie go za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną w postaci elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie.

   Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez OSD pozostawia się bez rozpatrzenia.

9) OSD na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, określając w szczególności datę jego złożenia,

10) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:

    a) przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub

    b) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub

    c) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub

    d) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub

    e) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW.

    OSD zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE;

11) wydanie przez OSD warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie w formie pisemnej, dokumentowej,

12) zawarcie umowy o przyłączenie,

13) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;

14) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. OSD zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci;

15) pozyskanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w NC RfG;

16) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

17) uzgadnianie przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy energii elektrycznej lub/i magazynu energii elektrycznej należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V z odpowiednim OSDp na obszarach sieci dystrybucyjnej nieobjętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP;

II.1.3. 1) Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń i/lub instalacji odbiorców końcowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia;

2) przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w OSD, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie wymagań określonych w punkcie

II.1.3. pkt 1) niniejszej IRiESD;

3) wymagania określone w punkcie II.1.3. pkt 1) niniejszej IRiESD stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia przez podmiot przyłączany lub przyłączony do sieci zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci tych podmiotów.

II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSDp lub OSDn) składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej. Wydanie warunków przyłączenia przez OSD dla takiej przyszłej sieci, nie gwarantuje możliwości przyłączenia do niej magazynów energii elektrycznej i źródeł energii. Przyłączanie do takiej sieci magazynów energii elektrycznej i źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z OSD, określonych w IRiESD, w szczególności w pkt II.1.15. oraz II.1.16. Przekazanie projektu warunków przyłączenia stanowi potwierdzenie złożenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie magazynów energii elektrycznej i źródła energii elektrycznej poprawnego i kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz spełnienia wszystkich wymagań formalnych, w tym w szczególności dotyczących wniesienia zaliczki ustawowej wynikającej z art. 7 ust. 8a Ustawy oraz posiadania dokumentu spełniającego dyspozycję przepisu art. 7 ust. 8d Ustawy, w związku z art. 7 ust. 8d1 Ustawy.

OSD na obszarach sieci dystrybucyjnej nieobjętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP dokonuje wyżej wymienionych uzgodnień z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia mikroinstalacji określa OSD. Wzory wniosków i zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji OSD udostępnia na swojej stronie internetowej www.pgeenergetykakolejowa.pl oraz w siedzibie OSD.

II.1.6. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.

Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej zawierają co najmniej taki zakres informacji, jaki wzór wniosku ustalony przez OSP.

II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy dołączyć:

1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku z wyłączeniem źródeł zlokalizowanych w polskim obszarze morskim,

2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,

3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacja):

   a) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli

jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, albo

b) decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r. poz. 1484 z późn. zm.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo

c) pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 960 z późn. zm.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,

4) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,

5) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,

6) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,

7) wykaz nieruchomości, na których jest planowana budowa przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji lub sieci, oraz obiektów lub lokali, w których jest planowana ich budowa, wraz z planem zabudowy albo szkicem sytuacyjnym określającym ich usytuowanie względem istniejącej sieci oraz sąsiednich nieruchomości, a w przypadku urządzeń lub instalacji lokalizowanych na polskim obszarze morskim – wskazanie współrzędnych geograficznych obszaru, na którym jest planowane ich usytuowanie.

II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSD. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP w przypadku:

a) przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej,

b) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych na napięciu 110 kV,

c) przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP OSD dokonuje wyżej wymienionych uzgodnień z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.9. Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

1) miejsce przyłączenia, miejsce przyłączenia,

2) nieruchomości (obiekty lub lokale), do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których energia elektryczna ma być odbierana,

3) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego,
4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
5) moc przyłączeniową,
6) rodzaj przyłącza,
7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i sposobu pozyskiwania danych z systemu pomiarowego,
12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
    a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
    b) zwarć doziemnych i czasów ich wyłączeń lub trwań;
14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
15) wymagania w zakresie:
    a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
    b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
    c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,
    d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,
16) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
17) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II lub III,
19) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do

Ustawy albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,

20) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii elektrycznej, uwzględniający etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac,

21) wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas postoju wymagającego zasilania potrzeb własnych oraz wprowadzania przez wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do sieci wyprodukowanej lub zmagazynowanej energii elektrycznej czynnej oraz podczas ładowania magazynu energii elektrycznej - w przypadku przyłączenia wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne.

II.1.10. OSD wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

a) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;

b) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;

c) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej;

d) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej;

e) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do II grupy przyłączeniowej.

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone w lit. d) i e) liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

Do terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, terminów na uzupełnienie wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci, okresów opóźnień spowodowanych z winy podmiotu wnioskującego o przyłączenie albo z przyczyn niezależnych od OSD.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach OSD może przedłużyć terminy określone powyżej o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.

II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Wnioskodawca może zrezygnować z realizacji warunków przyłączenia przed upływem terminu ważności warunków przyłączenia, o czym wnioskodawca informuje OSD. W przypadku rezygnacji z warunków przyłączenia tracą one ważność z dniem poinformowania OSD o rezygnacji z ich realizacji.

II.1.12. Wraz z określonymi przez OSD warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje

projekt umowy o przyłączenie do sieci.

II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSD, na podstawie opracowanej ekspertyzy, wpłynie na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, OSD występuje do tego operatora z wnioskiem o ustalenie czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSDp lub/i OSDn, wynikający z ekspertyzy został ujęty w planie rozwoju tego OSDp lub/i OSDn lub czy OSDp lub/i OSDn planuje realizację tych inwestycji. OSD oczekuje na odpowiedź sąsiedniego OSDp lub/i OSDn min. 14 dni kalendarzowych od daty wysłania wniosku.

II.1.14. OSD wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.13.

II.1.15. Warunki przyłączenia wymagają uzgodnienia z OSP w przypadku:

a) przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej,

b) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych na napięciu 110 kV,

c) przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP OSD dokonuje wyżej wymienionych uzgodnień z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

Jeżeli warunki przyłączenia, określane przez przedsiębiorstwo energetyczne, posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP, uzgodnień dokonuje OSD.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

II.1.16. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP OSD przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy energii elektrycznej należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V uzgadnia je z właściwym OSDp. (załączając do nich komplet dokumentacji, na podstawie której przygotowano warunki przyłączenia, w tym ekspertyzę wpływu przyłączanego źródła na KSE, o której mowa w art. 7 ust. 8e Ustawy), z którego siecią ten OSDn lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

Uzgodnienie przez OSD następowało będzie po pozytywnej ocenie istnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia źródła energii elektrycznej przeprowadzonej na moment otrzymania projektu warunków przyłączenia.

II.1.17. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt II.1.15. jest realizowane po przekazaniu przez OSD do OSP, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

1) kopią wniosku podmiotu do OSD o określenie warunków

przyłączenia,

2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.

Dopuszcza się przesłanie ekspertyzy w wersji elektronicznej na nośniku danych.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

II.1.18. W przypadku, gdy OSD odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku

niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, OSD określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.19. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, OSD powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

a) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSD wydaje warunki przyłączenia,

b) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSD odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa w pkt II.1.10., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

II.1.20. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego do OSD, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD potwierdza złożenie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, odnotowując datę jego złożenia.

W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSD.

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRiESD. OSD publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD. Zgłoszenie to zawiera w szczególności:

a) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby do kontaktu oraz adres korespondencyjny,

b) dane dotyczące lokalizacji obiektu w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),

c) rodzaj mikroinstalacji,

d) moc zainstalowaną elektryczną,

e) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,

f) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,

g) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,

h) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy oraz niniejszą IRiESD,

i) oświadczenie osoby dokonującej instalacji mikroinstalacji, o zainstalowaniu mikroinstalacji zgodnie z przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz niniejszą IRiESD,

j) oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,

k) planowany termin przyłączenia,

l) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.

OSD potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.

II.1.21. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.22. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD powinna zawierać co najmniej:

1) strony zawierające umowę,

2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,

3) termin realizacji przyłączenia,

4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,

5) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,

6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,

7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,

8) harmonogram przyłączenia,

9) warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,

10) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,

11) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,

12) moc przyłączeniową,

13) w uzasadnionych przypadkach ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,

14) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,

15) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.1.23. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:

a) Prosumentem,

b) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców - zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców" (Dz. U. z 2021 r., poz. 162 z późn. zm.) niebędącym Prosumentem,

informuje OSD o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w pkt II.1.20., nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSD.

II.1.24. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.23. lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt II.1.41. i II.1.42. informuje OSD o:

a) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji, małej instalacji lub magazynu energii elektrycznej lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;

b) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.

II.1.25. Postanowień pkt II.1.23. i II.1.24. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytwarzających energię z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.

II.1.26. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD, pisemnie informuje OSD o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

II.1.27. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.26. jest obowiązany informować OSD o:

a) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia zmiany;

b) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;

c) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.

II.1.28. OSD ma prawo do kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, kontrolę układów pomiarowo - rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.

II.1.29. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt II.1.28., reguluje Ustawa oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.

II.1.30. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną OSD są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej. Współpraca na tych połączeniach odbywa się według

zasad uzgodnionych pomiędzy właściwymi operatorami systemu

II.1.31. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSD urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.

II.1.32. Podmioty zaliczone do II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt VI.2.11. podlegającą uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

II.1.33. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

II.1.34. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej OSD, wskazane przez OSD podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD dane określone w pkt II.5.

II.1.35. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD, objętych umową przesyłową z OSP, OSD uczestniczy w aktualizacji danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych i farm wiatrowych przyłączonych do KSE o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej (dalej „Centralny rejestr jednostek wytwórczych”), zgodnie z zapisami IRiESP.

II.1.36. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej oraz poniżej 50 MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSDp.

II.1.37. Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, zobowiązani są dokonać zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych bezpośrednio do OSP, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do OSD.

II.1.38. W przypadku wytwórców posiadających JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, obowiązkiem wytwórcy jest informowanie OSD o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie OSD odbywa się poprzez przesłanie do OSD kopii zgłoszenia, o którym mowa w pkt II.1.37.

II.1.39. Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną, moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW.

II.1.40. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.39., ustala się na podstawie:

1) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego;
2) udziału w mocy zainstalowanej elektrycznej przysługującej:
   a) Prosumentowi zbiorowemu lub
   b) Prosumentowi wirtualnemu.

II.1.41. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje OSD, do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju

odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSD, zgodnie z zasadami określonymi w pkt II.1.20. dotyczącymi zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji. W przypadku mikroinstalacji wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego, jej przyłączenie w trybie opisanym w zdaniu pierwszym może zostać zrealizowane jedynie, jeżeli w miejscu przyłączenia tej mikroinstalacji istnieje już przyłącze do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza.

II.1.42. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z OSD umowę o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w tym umowę o przyłączenie do sieci mikroinstalacji - jeżeli nie jest możliwe zastosowanie do mikroinstalacji procedury określonej w pkt II.1.41.

II.1.43. Zapisy pkt II.1.41. oraz II.1.42. stosuje się również w przypadku, gdy właścicielem lub zarządcą mikroinstalacji lub małej instalacji wykorzystywanych przez Prosumenta zbiorowego lub instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego jest podmiot niebędący tym Prosumentem zbiorowym lub Prosumentem wirtualnym.

II.1.44. Reprezentant prosumentów przekazuje OSD, do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informację o:

1) przysługującym Prosumentom zbiorowym lub Prosumentom wirtualnym udziale, wyrażonym w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz o maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, wyrażonej w jednostkach mocy, której ten udział odpowiada;
2) adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;
3) zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;
4) danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;
5) w przypadku Prosumenta wirtualnego, o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe instalacji odnawialnego źródła energii.

II.1.45. Reprezentant prosumentów przekazuje OSD zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.44., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. OSD uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

II.1.46. W przypadkach, gdy na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP, przyłączenie do sieci OSD, na podstawie opracowanej ekspertyzy, może wpłynąć na warunki pracy sieci OSDp, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z OSDp i OSD ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych OSDp wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy OSDp planuje możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w ramach wystąpienia przez OSD do OSDp z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia lub z wnioskiem o uzgodnienie warunków przyłączenia dla podmiotu przyłączanego. OSD wydając

warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami. Przy czym zasady określenia przez OSDp warunków przyłączenia są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.

II.2. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych

II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV.

II.2.2. Umowa, o której mowa w pkt II.2.1., w zakresie połączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych powinna określać w szczególności:

a) strony zawierające umowę,

b) przedmiot umowy wynikający z warunków połączenia,

c) termin realizacji połączenia,

d) wysokość opłaty za połączenie i zasady rozliczeń,

e) zakres oraz sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji połączenia,

f) zakres robót niezbędnych przy realizacji połączenia,

g) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,

h) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony,

i) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru połączenia,

j) miejsce rozgraniczenia praw własności łączonych sieci,

k) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do koordynacji prac wynikających z umowy,

l) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,

m) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

a) moc przyłączeniową,

b) miejsca połączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,

c) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z połączeniem,

d) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,

e) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączania w punktach połączenia sieci u obydwu operatorów,

f) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,

g) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,

h) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,

i) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.2.4. Informacje, o których mowa w pkt II.2.2. pkt e), dotyczą w szczególności wpływu łączonych sieci lub zmiany warunków połączenia na pracę sieci innych operatorów systemów dystrybucyjnych. Związane to jest ze zmianą:

a) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach łączących sieci różnych operatorów,

b) poziomu mocy zwarciowej i prądów zwarciowych,

c) pewności dostaw energii elektrycznej,

d) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.

II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt II.2.1., próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego połączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt II.2.5., są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

II.3. Zasady odłączania, wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

II.3.1. Zasady odłączania

II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSD określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSD, sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.3.1.2. OSD może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej OSD w przypadku:

a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,

b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSD składany przez podmiot zawiera w szczególności:

a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,

b) przyczynę odłączenia,

c) proponowany termin odłączenia.

II.3.1.4. OSD ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSD o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.9.

II.3.1.5. OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSD uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

II.3.1.6. OSD uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp, tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.

II.3.1.7. OSD uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD objętych umową o świadczenie usług przesyłania

energii elektrycznej z OSP, o których mowa w pkt. II.1.15.

II.3.1.8. W uzasadnionych przypadkach OSD zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSD, określające w szczególności:

a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,

b) termin odłączenia,

c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSD za prawidłowe odłączenie podmiotu,

d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,

e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się na zasadach określonych w pkt II.1. Dotyczy to wyłącznie przypadków gdzie fizycznie zdemontowany został fragment przyłącza.

II.3.1.10. W przypadku odbiorcy pobierającego energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej zaprzestanie oraz ponowne rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej odbywa się zgodnie z uwarunkowaniami Zarządcy infrastruktury kolejowej.

II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.3.2.1. OSD może wstrzymać, z zastrzeżeniem pkt II.3.2.7. – II.3.2.9. dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD, jeżeli:

a) odbiorca nie wyraził zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w Ustawie,

b) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej,

c) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.2. OSD na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje, z zastrzeżeniem pkt II.3.2.7. – II.3.2.9. dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.3.2.3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia. Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, informuje również, że wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia tego odbiorcy, a także informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w pkt II.3.2.19. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym powinny być przygotowane przez tego odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii

elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.

II.3.2.4. OSD wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.3.2.5. OSD jest obowiązany niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt II.3.2.1., II.3.2.2. i II.3.2.4., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

OSD wznawia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy.

OSD wstrzymuje i wznawia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i LSPR zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w LSPR.

II.3.2.6. Przepisów pkt II.3.2.1.c) i pkt II.3.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

Ponadto realizacja przez OSD postanowień o których mowa w pkt II.3.2.1.a) lub II.3.2.2. może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSD odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSD informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej) - OSD może opóźnić wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie. W takiej sytuacji, w przypadku gdy wstrzymanie miało nastąpić na wniosek sprzedawcy, OSD zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

II.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w pkt II.3.2.3., reklamację dotyczącą dostarczania energii, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt II.3.2.3., dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.

II.3.2.8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt II.3.2.3., jest obowiązane rozpatrzyć reklamację o której mowa w pkt II.3.2.7., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.

II.3.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt II.3.2.3., nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do Koordynatora do spraw negocjacji, zwanego dalej „Koordynatorem", z wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez tego Koordynatora.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

II.3.2.10. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na

wstrzymanie dostarczania energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii w terminie 3 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii do czasu jej rozpatrzenia.

Jeżeli OSD na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt II.3.2.1.a) lub II.3.2.2., i taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć do OSD niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a OSD wznawia i kontynuuje dostarczanie energii elektrycznej do czasu rozpatrzenia reklamacji przez sprzedawcę. Łączny czas liczony od otrzymania przez sprzedawcę reklamacji odbiorcy w gospodarstwie domowym, do wznowienia przez OSD dostarczania energii elektrycznej, nie może być dłuższy niż 3 dni.

II.3.2.11. W przypadku, gdy reklamacja, o której mowa w pkt II.3.2.10., nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt II.3.2.10., wystąpił do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt II.3.2.10., jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

II.3.2.12. Przepisów pkt II.3.2.10. oraz II.3.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w pkt II.3.2.4. albo rozwiązania sporu przez Koordynatora na niekorzyść odbiorcy.

II.3.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt II.3.2.7., z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt II.3.2.1., może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

II.3.2.14. W przypadku, o którym mowa w pkt II.3.2.2., OSD bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej w terminie do czterech dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do OSD wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSD podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.

II.3.2.15. W przypadku wystąpienia:

a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,

b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,

c) konieczności wykonania wyłączeń planowych,

d) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii

termin, o którym mowa w pkt II.3.2.14. może ulec wydłużeniu.

II.3.2.16. OSD powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.3.2.17. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wniosek sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt II.3.2., w tym

z przyczyn niezależnych od OSD, OSD w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.

II.3.2.18. Wymiana informacji o których mowa w pkt II.3.2., między OSD i sprzedawcą odbywa się zgodnie z pkt A.9.1. W przypadku wystąpienia trudności technicznych w funkcjonowaniu systemu informatycznego, o którym mowa w pkt. A.9.1., uniemożliwiających przekazywanie informacji o których mowa w pkt. II.3.2., dopuszcza się wymianę tych informacji za pośrednictwem dedykowanego adresu poczty elektronicznej.

II.3.2.19. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do OSD o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, OSD jest obowiązany zainstalować taki układ, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSD.

II.3.2.20. OSD, w tym na żądanie sprzedawcy, w przypadku zaległości w płatnościach za energię elektryczną lub świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, nie wstrzymuje dostarczania energii elektrycznej:

a) odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej,

b) odbiorcy w gospodarstwie domowym, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej

w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Sprzedawca nie może żądać wstrzymania dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w lit. a) i b):

- w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca,
- w soboty lub w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Powyższych zapisów nie stosuje się w przypadkach wstrzymania dostarczania energii, z przyczyn o których mowa w pkt II.3.2.1.lit . b) oraz w pkt II.3.2.4.

II.3.2.21. Wstrzymanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbiorcom pobierającym energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD dokonywane jest poprzez wstrzymanie przez Zarządcę infrastruktury kolejowej możliwości korzystania przez odbiorcę z linii kolejowych z wykorzystaniem Elektrycznej trakcji kolejowej. OSD nie ponosi odpowiedzialności wobec sprzedawcy za działania lub zaniechania Zarządy infrastruktury kolejowej związane z decyzją Zarządcy infrastruktury kolejowej oraz z takim wstrzymaniem oraz wznowieniem dostarczania energii elektrycznej.

II.4. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych i urządzeń do pomiaru energii

elektrycznej prądu stałego

II.4.1. Wymagania ogólne

II.4.1.1. Zgłaszane do pobierania energii elektrycznej pojazdy trakcyjne oraz przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSD urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

a) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,

b) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,

c) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,

d) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,

e) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,

f) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt II.4.1.1. muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, a w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności, dotyczących technologii wytwarzania energii, a w zakresie pojazdów trakcyjnych i innych urządzeń zasilanych napięciem prądu stałego 3 kV– również w przepisach polskiego i europejskiego prawa z zakresu transportu kolejowego, w tym odnoszących się do Technicznych Specyfikacji Interoperacyjności oraz wymagania kreślone w Załączniku nr 2 do IRiESD.

II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD oraz pojazdy trakcyjne nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt. VIII.1. niniejszej IRiESD.

II.4.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.

II.4.1.6. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje OSD opinię o braku możliwości spełniania tych

wymagań. Jeżeli OSD zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSD opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.4.1.7. Postanowienia pkt. II.4.1.5. oraz pkt. II.4.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej oraz urządzeń do pomiaru prądu stałego.

II.4.1.8. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r., z późn. zm., zwane dalej „rozporządzeniem 2019/943"), przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, postanowienia TCM przyjętych na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego oraz niniejsza IRiESD.

II.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do 110 kV, SN, nN muszą być przystosowane do warunków zwarciowych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.4.2.2. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD, objętych umową przesyłową z OSP, OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci 110 kV są obliczane przez OSP lub OSD w uzgodnieniu z OSP.

Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej OSD, nie objętych umową przesyłową z OSP, OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w sieci 110 kV i SN są koordynowane z OSDp.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.4.3.1. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD, objętych umową przesyłową z OSP, wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez OSP w IRiESP, z uwzględnieniem wymagań IRiESD oraz TCM.

Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej, nie objętych umową przesyłową z OSP, wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez OSP w IRiESP, przez OSDp w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej tego OSDp oraz w TCM.

II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt II.4.3.1. są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą a OSD, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt II.4.3.2. obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

a) układów wzbudzenia,

b) układów regulacji napięcia,

c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (Układ ARNE),

d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,

e) urządzeń regulacji pierwotnej,

f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,

g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,

h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,

i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,

j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki,

k) magazynu energii elektrycznej, gdy jest częścią jednostki wytwórczej.

II.4.4. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz dla linii bezpośrednich

II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.

II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt II.1.

II.4.4.3. OSD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt II.4.4.2.

II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt II.4.2. oraz II.4.3.

II.4.4.5. Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt II.4.7.

II.4.4.6. W uzasadnionych przypadkach OSD może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.

II.4.4.7. OSD może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Czasowe wyłączenie lub załączenie linii odbywa się na zasadach określonych w instrukcji współpracy lub umowie o świadczenie usług dystrybucji.

II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej OSD.

II.4.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.4.5.1. Wymagania ogólne

II.4.5.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach nowobudowanych i modernizowanych.

Jeżeli w dacie wejścia w życie IRiESD czynne urządzenia i układy EAZ nie spełniają

wymagań, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania te muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmował będzie również urządzenia i układy EAZ nie spełniające tych wymagań.

Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia czynnych urządzeń i układów EAZ, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań określonych w IRiESD, wówczas podmiot będący właścicielem tych urządzeń i układów EAZ, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji, przekazuje do OSD opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli OSD zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający opinię ma obowiązek przedłożyć OSD opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSD.

Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.

II.4.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz stosownych norm..

II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

II.4.5.1.5. OSD określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD jak również podmioty, które są zasilane z urządzeń, które są przyłączone do sieci dystrybucyjnej. W uzasadnionych przypadkach OSD uwzględnia warunki stosowania EAZ zawartych w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.

II.4.5.1.6. OSD dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany. Obowiązki o których mowa w zadaniach poprzednich stosuje się odpowiednio do podmiotów zasilanych. Informacje o aktualizacji OSD przekazuje OSDp w sposób opisany w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.

II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.4.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadziałaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.

II.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu

elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.

II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.

Dla rozdzielni w układzie typu H dopuszcza się stosowanie pojedynczej baterii akumulatorowej zasilającej jedną sekcję rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego.

II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku zasilania z sieci elektroenergetycznej zapewniać ciągłość pracy dla układów i urządzeń EAZ (w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnicy prądu stałego w wymaganych granicach), przez okres co najmniej:

1) 24 godz. - dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,

2) 8 godz. - dla pozostałych obiektów.

II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.

II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.

II.4.5.1.14. Układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnicy lub innych zabezpieczanych elementów.

II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV wyposażone w EAZ. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.

II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:

1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,

2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,

3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.

II.4.5.1.18. Warunki współpracy pomiędzy systemem zasilania (podstacjami trakcyjnymi) i pojazdami trakcyjnymi określone są w normie PN-EN 50388 „Zastosowania kolejowe

- System zasilania i tabor - Warunki techniczne koordynacji pomiędzy systemem zasilania (podstacja) i taborem w celu osiągnięcia interoperacyjności".

Zgodnie z zasadą koordynacji zabezpieczeń w systemie 3 kV DC w przypadku zwarcia na elektrycznej trakcji kolejowej, zaleca się aby wyłącznik na pojeździe trakcyjnym zadziałał na tyle szybko, żeby uniknąć zadziałania wyłącznika na podstacji trakcyjnej.

II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne

II.4.5.2.1.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.

II.4.5.2.1.2. Wszystkie zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie.

II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110kV

II.4.5.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

1) dwa zabezpieczenia podstawowe, przy czym przynajmniej jedno z nich powinno być zabezpieczeniem odległościowym dwukierunkowym,
2) zabezpieczenie reagujące na zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej,
3) elementy układów APKO, jeśli są wymagane,
4) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.

Wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3-fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego.

II.4.5.2.2.2. Pola linii pracujących w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe lub odległościowe,
2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe lub ziemnozwarciowe. W przypadku, gdy zabezpieczenie odcinkowe jest zabezpieczeniem podstawowym, jako rezerwowe należy stosować zabezpieczenie odległościowe,
3) automatykę 1- lub 3-fazowego SPZ-u (dla linii napowietrznych),
4) w uzasadnionych przypadkach w urządzenia synchronizacji np. w węzłach sieci połączonych liniami 110 kV bezpośrednio z jednostkami wytwórczymi,
5) jeśli do stacji na jednym z krańców linii jest przyłączony GPO, to zabezpieczenia odległościowe muszą pracować współbieżnie.

Zaleca się, aby w przypadku zastosowania zabezpieczenia odcinkowego, terminal realizujący to zabezpieczenie był dodatkowo wyposażony w zabezpieczenie ziemnozwarciowe, kierunkowe.

II.4.5.2.2.3. Pola linii 110 kV jednostronnie zasilanych, niepracujące w sieci zamkniętej) muszą być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia w jednym z wariantów:
   a) odcinkowe albo odległościowe jako zabezpieczenie podstawowe oraz ziemnozwarciowe jako zabezpieczenie rezerwowe,
   b) nadprądowe bezzwłoczne i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych jako zabezpieczenie podstawowe oraz zabezpieczenie ziemnozwarciowe zerowoprądowe kierunkowe,
2) automatykę trójfazowego SPZ,

3) lokalizację miejsca zwarcia, o ile zastosowanie jest możliwe.

II.4.5.2.2.4. Pola linii 110 kV służącej do wyprowadzania mocy wyposaża się co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) odcinkowe jako podstawowe,

2) odległościowe jako rezerwowe, z możliwością pracy współbieżnej z zabezpieczeniem odległościowym na przeciwległym końcu linii, z pamięcią napięciową,

3) blokadę od kołysań mocy jeśli warunki systemowe wymagają jej zastosowania,

4) funkcje bezwarunkowego wyłączenia najbliższego wyłącznika po górnej stronie transformatora służącego do wyprowadzania mocy z modułu wytwarzania energii od sygnału awaryjnego wyłączenia tego modułu,

5) blokadę przed podaniem napięcia od modułu wytwarzania energii,

6) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwległy koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łączy,

7) funkcję umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą.

Jeśli warunki systemowe tego wymagają OSD może określić dodatkowe wymagania w zakresie wyposażenia pola w zabezpieczenia i automatyki.

II.4.5.2.3. Inne rozwiązania dotyczące EAZ po stronie 110 kV w GPO

II.4.5.2.3.1. Jeśli GPO sąsiaduje terenowo ze stacją OSD dopuszcza się potraktowanie ich połączenia jako wyprowadzenia z transformatora i zastosowanie zabezpieczeń jak w pkt II.4.5.3.1.

II.4.5.2.3.2. Jeśli GPO jest podłączony w ten sposób, że przez linie utworzona została gwiazda sieciowa, to w układzie takim jako podstawowe należy zastosować wielostronne zabezpieczenia odcinkowe.

II.4.5.2.3.3. Jeśli w GPO po stronie 110 kV jest zainstalowany tylko jeden wyłącznik, to należy zapewnić przekazywanie sygnału od LRW na przeciwległy koniec linii lub innego połączenia z systemem elektroenergetycznym.

II.4.5.2.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych

II.4.5.2.4.1. Szyny zbiorcze rozdzielni oraz stacji o górnym napięciu 110 kV należy wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem, a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

II.4.5.2.4.2. W stacjach uproszczonych typu „H", do których nie jest podłączony GPO, dopuszcza się możliwość rozwiązania zabezpieczenia szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.

II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej

II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy lokalnego rezerwowania wyłączników (LRW). Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.2.5.2. Do kontroli wyłączenia się wyłącznika dla celów LRW należy stosować kryterium

prądowe i wyłącznikowe, przy wykorzystaniu dwóch styków pomocniczych bezpośrednio z wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach tylko jednego z ww. kryteriów.

II.4.5.2.5.3. Wyłączenie odpowiedniego systemu lub sekcji szyn, powinno być poprzedzone dodatkowym impulsem na wszystkie cewki wyłącznika. wyłączającym z elementu układu LRW przypisanego polu, w którym nie nastąpiło wyłączenie wyłącznika. Jeżeli po dodatkowym impulsie na wszystkie cewki tego wyłącznika nie nastąpi jego wyłączenie, działanie LRW powinno skutkować wyłączeniem wszystkich wyłączników odpowiedniego sytemu lub sekcji szyn.

II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn

II.4.5.2.6.1. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV, jeśli w skład ich wyposażenia wchodzi wyłącznik, należy wyposażyć w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:

1) rozcinające jako podstawowe,

2) komplet zabezpieczeń umożliwiających realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola (rezerwacja pól odpływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn.

II.4.5.2.6.2. Łączniki szyn w innych stacjach niż systemowe, jeśli w skład ich wyposażenia wchodzi wyłącznik, można wyposażać w EAZ stosownie do funkcji i ważności.

II.4.5.3. Wymagania dla transformatorów

II.4.5.3.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),

2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,

3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),

4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów.

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis pkt II.4.5.1.10.

Zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne powinny działać na wyłączenie wszystkich stron transformatora. Wymaga się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor można strony SN tych transformatorów wyposażać w zerowoprądowe zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola lub również po stronie 110 kV zabezpieczanego transformatora.

II.4.5.3.2. Do zabezpieczania transformatorów o górnym napięciu znamionowym SN i mocy większej niż 1 MVA, posiadających wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia, stosuje się co najmniej następujące zabezpieczenia:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciowe, a dla transformatorów o mocy powyżej

5 MVA różnicowe *przy czym obowiązek instalowania zabezpieczenia różnicowego nie dotyczy transformatorów prostownikowych o mocy do 6,3 MVA włącznie*),

2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie z zastrzeżeniem, że w transformatorach prostownikowych o mocy do 6,3 MVA włącznie wystarczające jest zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne instalowane po stronie górnego napięcia *z zastrzeżeniem, że w transformatorach prostownikowych o mocy do 6,3 MVA włącznie wystarczające jest zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne instalowane po stronie górnego napięcia*,

3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),

4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.

Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

II.4.5.4.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach w pkt. II.4.5.4.2.1. oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.4.5.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.4.5.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,

2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

II.4.5.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,

2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,

3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,

4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,

5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.4.5.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

1) 5 - 10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,

2) 10 - 20 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,

3) 10 - 25 % w sieciach skompensowanych.

Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.

II.4.5.4.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.4.5.4.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN do nowych warunków pracy.

II.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN

II.4.5.4.2.1. Pola linii zasilających SN powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatykę:

1) od skutków zwarć międzyfazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciowe),

2) Zabezpieczenia nadnapięciowe i podnapięciowe.

3) Zabezpieczenie nadnapięciowe od składowej symetrycznej kolejności zerowej

4) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania,

5) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

6) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe, umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,,

7) SPZ/SCO -jeśli OSD lub OSP tego wymaga.

II.4.5.4.2.2. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatykę:

8) od skutków zwarć międzyfazowych (nadprądowe zwłoczne i zwarciowe),

9) od skutków zwarć doziemnych

10) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa SN,

11) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej

12) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe, umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,

13) SPZ/SCO -jeśli OSD tego wymaga.

II.4.5.4.2.3. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie moduły wytwarzania energii i odbiorcy powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej,

2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych,

3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa SN,

4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb, OSD może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:

5) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt,
6) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
7) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu,
8) blokady kierunkowej wyłączenia wyłącznika w polu reagującej na kierunek przepływu mocy w kierunku do szyn zbiorczych rozdzielni.

II.4.5.4.2.4. Pola linii SN współpracujące wyłącznie z modułami wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć wielofazowych (zalecane: zwarciowe i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),
2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych,
3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb, OSD może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym

4) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt,
5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

II.4.5.4.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.4.5.4.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wyprowadzeniach,
2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,
3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

II.4.5.4.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.4.5.4.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.4.5.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady

zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSD, warunków eksploatacji i może powodować:

1) dla transformatorów dwuzwojeniowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
2) dla transformatorów trójuzwojeniowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron,
3) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane),
4) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale nie zalecane).

II.4.5.4.3.5. W przypadku sieci uziemionej przez rezystor, każde automatyczne wyłącznie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola transformatora uziemiającego lub rezystora.

II.4.5.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń
2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

II.4.5.4.4.2. Każde wyłączenie pola linii zasilającej SN współpracującego z polem baterii musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie ma być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),
3) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor albo sieci skompensowanej wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego.

II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.4.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być napięcia fazowe , a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
2) Składowej symetrycznej kolejności zerowej -

Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażyć

w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozprowadzeniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z OSD,
3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Automatyki tej nie wolno stosować w rozdzielniach SN GPO.

II.4.5.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczątkowego (zalecane),
2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.4.5.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.4.5.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne, np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.4.5.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

1) zabezpieczenia nadprądowe,
2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe,
4) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej,
5) zabezpieczenie od pracy wyspowej.

II.4.5.5.4. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii

w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.

II.4.5.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSD lub przez niego ustalone.

II.4.5.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN

II.4.5.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.4.5.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.4.5.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

II.4.5.5.6.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:

1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciowe,
2) nad- i podnapięciowe,
3) nad- i podczęstotliwościowe,
4) ziemnozwarciowe,
5) od pracy wyspowej.

II.4.5.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.

II.4.5.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.

II.4.5.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.4.5.5.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.7., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.4.5.6.1. OSD prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploatowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego OSD, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSD w szczególności podmiotom tym zabrania się:

1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,

2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,

3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.4.5.6.3. OSD może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSD podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują OSD oraz podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSD, z zastrzeżeniem zapisów pkt. II.4.1.5. i II.4.1.6.

II.4.6.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje.

II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami nadzoru i sterowania. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,

b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,

c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,

d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,

e) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,

f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,

g) należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i nadrzędnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

II.4.6.4. Rozdzielnie 110 kV powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:

- stanu położenia łączników,
- stanu automatyk stacyjnych,
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

- pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej OSD, co najmniej następujące informacje:

a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,

b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,

c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,

d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:

i. sterowanie wyłącznikami,

ii. sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:

i. stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,

ii. stanu automatyk stacyjnych,

iii. sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,

iv. sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,

v. sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,

vi. sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,

vii. sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

i. pomiar prądu w poszczególnych polach,

ii. pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.7. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż:

1) 24 godz. - dla obiektów wskazanych w planie odbudowy opracowanym na podstawie art. 23 NC ER,

2) 8 godz. - dla pozostałych obiektów.

II.4.6.9. Do przekazywania danych bezpośrednio z obiektów elektroenergetycznych do systemu SCADA OSP podstawowo jest stosowany protokół IEC60870-5-104. Za zgodą OSP, przejściowo dopuszcza się stosowanie protokołów DNP3 lub IEC60870-5-101 pracujących na łączach szeregowych.

II.4.6.10. Do przekazywania danych pomiędzy systemami SCADA OSP i OSD służą łącza TCP/IP i protokół komunikacyjny ICCP (TASE.2).

II.4.7. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych

II.4.7.1. Wymagania ogólne

II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla:

1) układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRiESD obowiązują dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych i modernizowanych,

Obowiązek dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub ich elementów do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD oraz w rozporządzeniu pomiarowym spoczywa na ich właścicielu.

W przypadku zamiaru skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę lub wytwórcę, należy dostosować układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD.

Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców, o których mowa w pkt G.1., dla których OSD przydziela standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

2) urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, w tym dla pojazdów trakcyjnych – określa pkt II.4.7.5. oraz Załącznik nr 2 do IRiESD.

II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie

z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Okres między kolejnymi wzorcowaniami liczników, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, jest równy okresowi ważności legalizacji liczników klasy C, które podlegają tej kontroli, zgodnie z przepisami odrębnymi.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do OSD. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium posiadającym akredytację w przedmiotowym zakresie, zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Świadectwo wzorcowania dla przekładników pomiarowych prądowych lub napięciowych wydawane i uznawane jest bez terminu ważności.

Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą nałożoną przez producenta lub laboratorium oraz nałożoną przez laboratorium cechę potwierdzającą dokonanie wzorcowania.

II.4.7.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.4.7.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:

   a) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów – w przypadku ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV,

   b) po stronie 110 kV transformatorów 110 kV/SN lub w polach liniowych 110 kV, stanowiące miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci - w przypadku innych podmiotów przyłączonych do sieci 110 kV,

   c) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,

   d) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej oraz na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50kW,

   e) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony – w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,

   f) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci dystrybucyjnej,

g) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego oraz w budynku mieszkalnym wielorodzinnym - w przypadku gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub zarządu wspólnoty lub spółdzielni, lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,

h) w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii, w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do:

- jednostki wytwórczej lub
- instalacji odnawialnego źródła energii, lub
- hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii;

jako miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej należy rozumieć zaciski wejściowe lub wyjściowe magazynów energii elektrycznej;

2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej instaluje się:

a) w polach liniowych 110kV linii stanowiących połączenia krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,

b) w polach liniowych 110kV linii stanowiących połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD,

c) w miejscach połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD na napięciu SN i nN;

3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:

a) w przypadku wytwórców dla których jest wymagane potwierdzenie przez OSD ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,

b) po stronie nN transformatora na stacjach elektroenergetycznych OSD transformujących napięcie SN/nN,

c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest z zużywana na na potrzeby własne OSD, w stacjach elektroenergetycznych NN/110kV, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSD od OSP, w celu zasilania potrzeb własnych OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej,

4) w pozostałych przypadkach - w miejscu wskazanym w umowie o przyłączenie do lub umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

Za zgodą OSD dopuszcza się, w uzasadnionych technicznie przypadkach instalację układów pomiarowo rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowych kategorii B1 i B2, o ile moc:

i. znamionowa transformatora nie jest większa niż 160 kVA, lub

ii. moc przyłączeniowa jest nie większa niż 100 kW.

Za zgodą OSD uwarunkowana jest akceptacja przez podmiot przyłączony lub odbiorcę, doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie o przyłączenie

lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.

II.4.7.1.6. OSD z OSDp oraz z OSP, dla odcinka przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej, uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z uwzględnieniem uregulowań prawnych i postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do OSP oraz zabezpieczenia przed ich utratą.

II.4.7.1.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych, za wyjątkiem urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, dzieli się na 6 kategorii:

a) kategoria A - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do I lub II grupy przyłączeniowej, niezależnie od mocy pobieranej lub wprowadzonej do sieci,

b) kategoria B3 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW,

c) kategoria B2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,

d) kategoria B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,

e) kategoria C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,

f) kategoria C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do V grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,

Wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana na podstawie wskazań licznika konwencjonalnego lub licznika zdalnego odczytu. W przypadku, gdy wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci przez podmiot jest nieznana, wartość mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci jest wyznaczana jako wartość mocy przyłączeniowej odpowiednio pobieranej lub wprowadzanej.

Dla podmiotów zaliczonych do VI grupy przyłączeniowej stosuje się kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego odpowiednią do poziomu napięcia w miejscu przyłączenia podmiotu do sieci i mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci.

II.4.7.1.9. Liczniki zdalnego odczytu powinny umożliwiać pomiar i rejestrację wartości zgodnie z załącznikiem 1 i 3 do rozporządzenia pomiarowego.

II.4.7.1.10. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do LSPR. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa OSD.

Wymagania co do szybkości, częstości i jakości transmisji danych kanałami

telekomunikacyjnymi określa OSD.

II.4.7.1.11. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A i B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego. Dla układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii A wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych.

II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa OSD, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo, informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.

W przypadku podmiotów zaliczonych do II, III i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania licznika zdalnego odczytu lub licznika konwencjonalnego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie będącym w eksploatacji tego podmiotu.

W przypadku podmiotów zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, w przypadku układu pomiarowo-rozliczeniowego zlokalizowanego w obiekcie przyłączonym do sieci.

II.4.7.1.13. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w punktach II.4.7.2. i zainstalowane w każdej z faz. Prąd znamionowy przekładników prądowych powinien być dostosowany do mocy umownej, tak aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

a) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5 0,5 albo

b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S lub 0,2 albo

c) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSD, dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się miedzy 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników.

II.4.7.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi instalowanymi w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤5. W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS >5, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do

plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.4.7.1.17. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSD. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.

II.4.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane do OSD przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.

II.4.7.1.20. OSD na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. OSD może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.

II.4.7.1.21. Odbiorca lub OSD ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Badania laboratoryjne przeprowadza się w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.

II.4.7.1.22. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.4.7.1.23. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego oraz demontażu i montażu tego układu, tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.24. OSD przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.4.7.1.25. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego-rozliczeniowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego-rozliczeniowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron (OSD, odbiorca,) nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.4.7.1.26.

II.4.7.1.26. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.4.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.4.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.4.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel

układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.

II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, OSD zwraca koszty, o których mowa w pkt II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a także informuje sprzedawcę o korekcie:

1) danych pomiarowych lub innych danych wpływających na dokonywane przez sprzedawcę rozliczenia,

2) należności za usługę dystrybucji energii elektrycznej świadczonej na podstawie umowy kompleksowej.

Korekta danych, o których mowa w ppkt 1), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD lub GUD-K.

Korekta należności, o których mowa w ppkt 2), dokonywana jest zgodnie z zapisami GUD-K.

II.4.7.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.4.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu

II.4.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego OSD ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO.

II.4.7.1.33. Dla kategorii T o której mowa w pkt II.4.7.5. zabudowane są inne urządzenia pomocnicze (przetworniki, boczniki itp.) wspomagające dokonywanie pomiaru wielkości elektrycznych, przy czym klasa dokładności urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego jest określona w Załączniku nr 2 do IRiESD.

II.4.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

II.4.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A powinny spełniać następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,

b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej i nie gorszą niż 0,5S dla energii biernej,

d) liczniki zdalnego odczytu mają współpracować z LSPR.

II.4.7.2.2. OSD instaluje Analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym kategorii A – w przypadku:

a) odbiorców,

b) wytwórców wykorzystujących energię wiatru lub promieniowania słonecznego lub innych wytwórców, dla których instalacja jest uzasadniona – biorąc pod uwagę lokalizację i rolę obiektu w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej,

c) magazynów energii elektrycznej.

OSD może zainstalować Analizator jakości energii elektrycznej w innych miejscach niż wskazane powyżej u podmiotów II grupy przyłączeniowej, dla których instalacja jest uzasadniona ze względów technicznych.

II.4.7.2.3. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A wymaga się stosowania dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych: podstawowego i rezerwowego. Zasilanie liczników zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym odbywa się z oddzielnych rdzeni lub uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt II.4.7.2.1.

II.4.7.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B

II.4.7.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2, B1, spełniają następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,

b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,

d) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.

II.4.7.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C

II.4.7.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

a) przekładniki prądowe, o ile występują w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.

II.4.7.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

a) przekładniki prądowe, o ile występują mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

II.4.7.4.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych wymienione w pkt II.4.7.4.1. i II.4.7.4.2. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postepowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.

II.4.7.5. Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego kategorii T

II.4.7.5.1. Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego kategorii T są

następujące:

I. *dla pojazdów trakcyjnych:*

a) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny być zainstalowane bezpośrednio na pojazdach trakcyjnych, konieczne jest stosowanie jednego urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dla każdego pojazdu trakcyjnego; dopuszcza się stosowanie kilku urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego odpowiadającej ilości członów pojazdu trakcyjnego w układzie zapewniającym całkowity pomiar energii elektrycznej pobieranej przez pojazd trakcyjny,

b) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny mieć klasę nie gorszą niż 2,0 dla energii elektrycznej,

c) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy elektrycznej w okresach 5, 10, 15, 60 minut przez co najmniej 60 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy i posiadać zabezpieczenia uniemożliwiające dostęp do danych pomiarowych osobom nieupoważnionym,

d) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

e) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD przy czym transmisja ta powinna być prowadzona w sposób uniemożliwiający dostęp do danych pomiarowych osobom nieupoważnionym.

f) powinien być możliwy lokalny odczyt urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych,

g) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych wraz z parametrami umożliwiającymi ich lokalizację).

II. *dla innych urządzeń zasilanych napięciem 3kV prądu stałego:*

a) stosuje się jedno urządzenie do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dla każdego urządzenia (PPE),

b) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny mieć klasę nie gorszą niż 2,0 dla energii elektrycznej,

c) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy elektrycznej w okresach 5, 10, 15, 60 minut przez co najmniej 60 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy i posiadać zabezpieczenia uniemożliwiające dostęp do danych pomiarowych osobom nieupoważnionym,

d) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

e) urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD przy czym transmisja ta powinna być prowadzona w sposób uniemożliwiający dostęp do danych pomiarowych osobom nieupoważnionym.

f) powinien być możliwy lokalny odczyt urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

Szczegółowe wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego kategorii T są zawarte w Załączniku nr 2 do IRiESD.

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.4.8.1. OSD odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.4.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z OSDp i OSP, a w przypadkach określonych przez OSD również z innymi podmiotami.

II.4.8.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP.

II.4.9. Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu

II.4.9.1. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączeń w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. OSD określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej.

II.5. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej w tym odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie ujęte w punkcie II.5.1.2. obejmują:

a) dane opisujące stan istniejący,

b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD,

c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci OSD, o których mowa w TCM mają obowiązek przekazywania danych strukturalnych do OSP lub OSD.

W sytuacji, gdy:

a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,

b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSD, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSD.

II.5.1.3. Dane strukturalne pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem OSD są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do OSD, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do OSD dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do OSD, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

a) nazwę węzła i napięcie przyłączenia,

b) moc osiągalną,

c) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych,

d) dane jednostek wytwórczych,

e) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110kV oraz wskazani przez OSD odbiorcy przyłączeni do sieci SN nN, przekazują do OSD następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,

b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,

c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła,

b) rodzaj i schemat stacji,

c) rodzaj pól i ich wyposażenie,

d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,

e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,

f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,

g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,

h) układ normalny pracy.

II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła początkowego,

b) nazwę węzła końcowego,

c) rezystancję linii,

d) reaktancję dla składowej zgodnej,

e) ½ susceptancji poprzecznej pojemnościowej,

f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,

g) ½ konduktancji poprzecznej,

h) długość linii, typ i przekrój przewodów,

i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,

j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim,

k) seria słupów.

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,

b) dane znamionowe,

c) model zwarciowy.

II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,

b) sprawność przemiany energetycznej,

c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,

d) produkcję energii elektrycznej,

e) wskaźniki odstawień awaryjnych,

f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,

g) emisje zanieczyszczeń SO_2, NO_X, pyły i CO_2,

h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),

i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej) tj.:

- jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,
- jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,
- jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,
- nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),

j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,

k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,

l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,

m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,

n) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,

o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,

p) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,

q) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,

r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,

s) moc czynną potrzeb własnych,

t) współczynnik mocy potrzeb własnych,

u) maksymalną generowaną moc czynną,

v) minimalną generowaną moc czynną,

w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,

x) statyzm turbiny,

y) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,

z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

a) informacje o jednostkach wytwórczych,

b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,

c) informacje o wymianie międzysystemowej,

d) informacje o projektach zarządzania popytem,

e) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.5.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:

a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,

b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,

c) przewidywaną elastyczność pracy,

d) liczbę dni remontów planowych,

e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,

f) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,

g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,

h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,

i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,

j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez OSD odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt. II.5.3.1.:

a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,

b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

c) miesięczne bilanse mocy i energii.

II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt. II.5.3.1., obejmują:

a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,

b) czas obowiązywania kontraktu.

II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt. II.5.3.1., obejmują:

a) opis i harmonogram projektu,

b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.

II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD

II.5.4. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV OSD, dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:

a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,

b) napięcia w węzłach sieci,

c) rozpływy mocy czynnej i biernej.

II.5.4.2. OSD dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.

II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają OSD wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni kalendarzowych od dnia przeprowadzenia ewidencji.

II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD

II.5.5. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych.

II.5.5.1. Podmioty przyłączone do sieci OSD mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub OSD.

W sytuacji, gdy:

a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,

b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSD, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSD

II.6. Zasady planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV z siecią przesyłową

II.6.1. Postanowienia ogólne.

II.6.1.1. OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego

zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV.

II.6.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres oraz okres określony w ustawie Prawo energetyczne.

II.6.1.3. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

II.6.1.4. OSD współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

II.6.1.5. Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez organy administracji państwowej OSD może wystąpić z wnioskiem do tych organów o wprowadzenie zmian do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

II.6.2. Zakres pozyskiwania i aktualizacji danych i informacji.

II.6.2.1. OSD przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,

b) 15 minutowe wartości obciążeń dla obszaru działania OSD,

c) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania OSD i straty,

e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania OSD,

f) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,

g) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie z IRiESP, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,

h) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP,

i) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP.

II.6.2.2. OSD przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego, opisujące warunki pracy instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, dla każdego roku okresu planistycznego, obejmujące:

a) zapotrzebowanie na energię elektryczną w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

b) zapotrzebowanie szczytowe na moc w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

d) informacje o projektach programów zarządzania popytem, zgodnie z IRiESP,

e) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie z IRiESP z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym

wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,

f) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),

g) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),

h) dane o stacjach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,

i) dane o liniach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,

j) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych jednostek wytwórczych, wraz z określeniem ich pożądanej mocy,

k) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych punktów przyłączenia do sieci przesyłowej.

II.7. Zasady pobierania energii elektrycznej prądu stałego

II.7.1. Pobieranie energii elektrycznej do pojazdów trakcyjnych, odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej oraz po uprzednim zgłoszeniu pojazdu trakcyjnego lub innego urządzenia zasilanego napięciem prądu stałego 3 kV do pobierania energii elektrycznej po weryfikacji i odbiorze dokonanym przez OSD w zakresie spełnienia wymagań odnośnie pobierania energii elektrycznej trakcyjnej, w tym: urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, mocy zainstalowanej, mocy pobieranej, zabezpieczeń prądowych, zwarciowych, napięciowych jest określona w Załączniku nr 2 do IRiESD.

II.7.2. Odbiór urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dla pojazdu trakcyjnego - wymagania dotyczące lokalizacji urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego oraz innych urządzeń i ich parametrów są szczegółowo zawarte w dokumentacji technicznej instalacji urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego na pojeździe trakcyjnym.

II.7.3. Odbiór urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dla pozostałych urządzeniach lub obiektach nie wymienionych w pkt II.7.2. - wymagania dotyczące urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego oraz innych urządzeń i jego parametrów są szczegółowo zawarte w dokumentacji technicznej instalacji.

III. Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci

III.1. Przepisy ogólne

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami. Pojazdy trakcyjne i inne urządzenia zasilane napięciem prądu stałego 3 kV muszą posiadać dodatkowo certyfikaty, pozwolenia i inne dokumenty wymagane przepisami, w szczególności Ustawy o transporcie kolejowym.

Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

a) niezawodności współdziałania z siecią,

b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,

c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSD obejmują zagadnienia związane z:

a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,

b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,

c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,

d) dokonywaniem uzgodnień z OSP i OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,

e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.

Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.

III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz OSD, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

III.1.5. OSD prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych wchodzący w skład systemu dystrybucyjnego OSD, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.

III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploatowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej eksploatowanej przez OSD

III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnej eksploatowanej przez OSD określa OSD w dokumentach wewnętrznych.

III.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji

III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także na warunkach zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt VII.6. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia,

instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez OSD przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

III.2.3. Procedury, o których mowa w pkt III.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSD, jeżeli właścicielem nie jest OSD) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

OSD w przypadku, gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

Powyższe dotyczy również dokumentacji dla pojazdów trakcyjnych i innych urządzeń zasilanych napięciem prądu stałego 3 kV wydanej dla przewoźnika kolejowego lub producenta urządzeń.

III.2.5. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu obrony systemu lub planu Odbudowy

III.2.5.1. Wymagania techniczne dla:

1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:
   a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;
   b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;
2) dostawców usług w zakresie odbudowy,

podlegają uzgodnieniu z OSP i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER) co dotyczy obu powyższych pkt..

TCM opracowany na podstawie NC ER jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci (dalej „SGU") i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

III.2.5.2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe SGU i dostawców usług w zakresie odbudowy powinny być wyposażone w systemy łączności głosowej posiadające zdolność do realizacji łączności głosowej z centrum dyspozytorskim OSP i OSD System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP w porozumieniu z OSD, na podstawie NC ER i publikowane na stronie internetowej OSP, zapewniające komunikację przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne obiektu będącego w posiadaniu SGU lub dostawcy usług w zakresie odbudowy.

III.2.5.3. SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy może powierzyć sterowanie swoim

obiektem innemu podmiotowi posiadającemu zdolność do realizacji łączności głosowej, spełniającej wymagania, o których mowa w pkt III.2.5.2. i w takim przypadku SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy odpowiedzialny jest za działania i zaniechania tego innego podmiotu, któremu powierzył sterowanie obiektem, jak za własne działanie lub zaniechanie.

III.2.5.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt III.2.5.5 i III.2.5.6., wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegają zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP, zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.

III.2.5.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 110 kV OSD uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy. Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP:

1) bezpośrednio - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci przesyłowej;
2) przez OSD - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci OSD;
3) przez OSDn za pośrednictwem OSD, zgodnie z postanowieniami pkt V.4. - w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią OSD.

OSP uwzględnia rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt III 2.5.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje OSD o aktualizacji tego wykazu. W przypadku, o którym mowa w pkt 3) OSD informuje właściwego OSDn, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

III.2.5.6. Rozdzielnia istniejąca, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, powinna zostać, przy udziale OSP, poddana ocenie OSD, pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy. W przypadku uznania jej za obiekt istotny dla planu odbudowy właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt III.2.5.5.

Rozdzielnię istniejącą, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy 50 MW lub wyższej uznaje się za istotną dla planu odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt III.2.5.5.

Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględnia w wykazie o którym mowa w pkt III.2.5.4 i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu. Odpowiednio OSD albo OSDn, informuje właściciela rozdzielni istniejącej, o wprowadzeniu jego obiektu do wykazu i konieczności dostosowania go do wymogów technicznych w okresie do 5 lat od daty zgłoszenia Prezesowi URE.

III.2.5.7. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.

III.2.5.8. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla planu odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni, obejmują

w szczególności zdolność do:

1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w:
   a) rozdzielni 110 kV;
   b) w polach SN, zapewniających prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, tj. zasilanie, pracę sprzęgła, dokonywanie pomiarów;

w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz - załącz";

2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz", wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;
3) podania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, napięcia od strony WN do pola potrzeb własnych SN;
4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskimi OSP i OSD;
5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskimi OSP i OSD.

III.2.5.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt III.2.5.4, korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

III.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji

III.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z OSD, jeżeli urządzenie ma wpływ na prace sieci dystrybucyjnej OSD.

III.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorami systemów dystrybucyjnych

III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych OSD są prowadzone w uzgodnieniu z OSD.

III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z OSD reguluje umowa.

III.4.3 OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSP w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej OSP.

III.4.4. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w sieci dystrybucyjnej oraz w zakresie w jakim mogą mieć one wpływ na pracę sieci OSDp, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSDp.

III.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo – rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii OSP.

III.5. Dokumentacja techniczna i prawna

III.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco

aktualizuje następującą dokumentację:

a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,

b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.

III.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,

b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,

c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami – jeżeli jest wymagane,

d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

a) dokumentację powykonawczą,

b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,

c) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,

d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,

e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

III.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,

b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,

c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,

d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,

e) wykaz niezbędnych części zamiennych,

f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,

g) dziennik operacyjny,

h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,

i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,

j) karty przełączeń,

k) ewidencję założonych uziemień,

l) programy łączeniowe,

m) wykaz personelu ruchowego.

III.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

a) ogólną charakterystykę urządzenia,

b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,

c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,

d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,

e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,

f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,

g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,

h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,

i) informacje o środkach łączności,

j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,

k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,

l) opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

III.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

III.6.1. OSD, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

III.6.2. W przypadku powierzenia OSD prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

III.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych

III.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne.

Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od OSD informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSD w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

III.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:

a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,

b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,

c) wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,

d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,

e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,

f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych w zakresie w jakim jest to niezbędne do prawidłowego funkcjonowania sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przepisów o ochronie danych osobowych.

III.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt III.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.

III.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej OSD spory rozstrzyga OSD.

III.7.6. OSD sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

III.8. Ochrona środowiska naturalnego

III.8.1. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi przepisami i normami prawnymi.

III.8.2. OSD stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

III.8.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

III.9. Ochrona przeciwpożarowa

III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawa.

III.9.2. OSD zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji w eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

III.10.1. OSD opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSD obejmujące w szczególności:

a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,

b) remonty.

III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSD zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSD lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD uzgadniają z OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu

planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej OSD ustalonego w pkt. VI.6.

III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD przekazują do OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt VI.6.

III.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

III.11.1. OSD opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

III.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

IV. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

IV.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej

IV.1.1. OSP, zgodnie z IRiESP, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

OSP, zgodnie z IRiESP, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER.

IV.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:

a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,

b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,

c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,

d) strajku lub niepokojów społecznych,

e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

IV.1.3. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSD

IV.1.4. OSD wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

IV.1.5. OSD bierze udział w organizowanych przez OSP szkoleniach w zakresie planu obrony i planu odbudowy oraz opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie

na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

IV.1.6. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:

a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,

b) awaryjne układy pracy sieci,

c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,

d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.

IV.1.7. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSD udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej

IV.2.1. OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSD.

IV.2.2. OSD dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

IV.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

IV.3.1. Postanowienia ogólne

IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez:

a) OSP, do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w lit. b) jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin - w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

b) Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy – w przypadkach, o których mowa w pkt IV.3.2.1.

IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP podejmuje we współpracy z OSDp i OSD i innymi użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom. Działania te podejmowane są przez OSP zgodnie z IRiESP.

OSD na polecenie OSP podejmuje następujące działania:

a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,

b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSD lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

IV.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

a) tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,

b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,

c) tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,

d) tryb automatyczny, określony w pkt IV.3.5,

IV.3.2. Tryb normalny

IV.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie Prawa energetycznego, na wniosek ministra właściwego do spraw energii. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

a) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo - energetycznym,

b) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

c) bezpieczeństwa osób,

d) wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez OSP, OSDp i OSD we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa IRiESP, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

IV.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt IV.3.2.1., sporządza minister właściwy dla spraw energii z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.

IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp i OSD opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować :

a) bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób,

b) uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów – wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych,

c) zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów – przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobycia, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

IV.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym dotyczą odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.

IV.3.2.5. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.

IV.3.2.6. W przypadku, gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego operatora systemu dystrybucyjnego, zasadę, o której mowa w pkt IV.3.2.4. stosuje się odrębnie dla każdego operatora systemu dystrybucyjnego, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym

operatorem. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi operatorami sieci dystrybucyjnych, nie sumuje się.

IV.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.

IV.3.2.8. OSDn, w zakresie posiadanego obiektu przyłączonego do jego własnej sieci i podlegającego ograniczeniom, opracowuje taki sam plan ograniczeń jak w przypadku obiektu odbiorcy przyłączonego do tej sieci i uwzględnia go w planie wprowadzania ograniczeń przekazywanym do OSD, w terminie określonym w pkt IV.3.2.18.

IV.3.2.9. Opracowany przez OSD plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w pkt IV.3.2.13., lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie pkt IV.3.2.1.
Dla istniejącego obiektu, zmiana mocy umownej lub przyłączenie nowego przyłącza, nie wymaga aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy.

IV.3.2.10. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:

a) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego,

b) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn. zm.).

c) wykorzystywanego bezpośrednio do:

1) nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,

2) zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,

3) wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,

4) realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,

5) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,

6) wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań

- albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów,

d) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 261), zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

IV.3.2.11. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

IV.3.2.12. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IV.3.2.10., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych – wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje OSD oraz umieszcza na swojej stronie internetowej www.pgeenergetykakolejowa.pl. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do OSD, w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.

IV.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje OSD, a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IV.3.2.10., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części.

IV.3.2.14. W przypadku gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu i wyznaczonych w sposób określony w pkt IV.3.2.26., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do OSD o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.23 lit. b i c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IV.3.2.23 lit. d.

IV.3.2.15. Podstawą opracowania przez OSD corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez OSD.

IV.3.2.16. Plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku, i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku.

IV.3.2.17. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.

IV.3.2.18. OSDn, przekazuje w terminie do dnia 10 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do OSD, w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń OSD.

IV.3.2.19. OSD, przekazuje do OSDp w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSDp.

IV.3.2.20. OSD, przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP.

IV.3.2.21. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje

konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń OSD i OSDn

IV.3.2.22. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez OSP podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. OSP przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku.

IV.3.2.23. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych,

b) 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IV.3.2.26 lit. b),

c) 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu zgodnie z pkt IV.3.2.26 lit. a),

d) wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy - od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.

IV.3.2.24. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.

IV.3.2.25. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez OSD w sposób określony w pkt IV.3.2.28.

IV.3.2.26. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa OSD na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia 1 stycznia roku n - 1 do dnia 31 grudnia roku n - 1, gdzie „n" jest rokiem uzgodnienia, o którym mowa w pkt IV.3.2.22., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:

a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:

1) wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,

2) odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt 1), i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości,

b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:

1) wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,

2) odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt 1), i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSD wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, OSD wyznacza je zgodnie z zapisami pkt C.1. IRiESD.

IV.3.2.27. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.

IV.3.2.28. OSD przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, OSD przekazuje ten plan lub jego aktualizację również sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7. IRiESD. Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej, do czasu przekazania OSD przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, OSD przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, na adres korespondencyjny wskazany w umowie dystrybucyjnej albo kompleksowej. W przypadku umowy kompleksowej adres korespondencyjny odbiorcy, sprzedawca udostępnia OSD Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne. Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio OSD z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej, wskazanej w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania OSD o zmianie adresu poczty elektronicznej.

IV.3.2.29. Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IV.3.2.26.:

a) mocy minimalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 Ustawy,

b) mocy maksymalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych.

Dla obiektów określonych powyżej, plan wprowadzania ograniczeń jest aktualizowany przy zmianie mocy umownej lub minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia.

IV.3.2.30. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.29., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.26. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesięcy od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

IV.3.2.31. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów i powiadomień OSP o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.3., określa OSP. Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych

12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7.55 i o godzinie 19.55 oraz zamieszczane na stronie internetowej OSD www.pgeenergetykakolejowa.pl. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

IV.3.2.32. OSP może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy systemu elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.

IV.3.2.33. O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSP powiadamia służby dyspozytorskie OSD.

IV.3.2.34. OSD indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych. Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania do OSD przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, OSD nie powiadamia odbiorcy o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz wprowadzeniu innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych. Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio OSD, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie danych dotyczących adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania OSD o zmianie tych danych.

IV.3.2.35. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSD zamieszcza również na swojej stronie internetowej www.pgeenergetykakolejowa.pl. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

IV.3.2.36. Odbiorcy posiadający obiekty, dla których opracowano plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stosują się do przekazanych przez OSD powiadomień dotyczących wprowadzanych ograniczeń.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

IV.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt IV.3.2.1., lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego

i opisane w pkt IV.3.2. mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.

IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.31. oraz IV.3.2.33. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4. Tryb awaryjny

IV.3.4.1. Tryb awaryjny sieciowy

IV.3.4.1.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym, jeżeli zaistnieje co najmniej jeden z poniższych przypadków:

1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia,

2) wystąpił stan odbudowy lub stan zaniku zasilania,

3) wystąpiło zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiające zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci,

4) wystąpiło zagrożenie bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 3) i 4) może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.4.1.2. Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym (dalej „wyłączenia awaryjne sieciowe") są realizowane na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSD lub OSDn może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP. W takim przypadku OSD jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić służby dyspozytorskie OSP -ODM. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP - ODM. Jednocześnie OSDp powiadamia o tym fakcie OSD, jeżeli wyłączenia według trybu awaryjnego mają wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej OSD:

W przypadku dokonania przez OSD wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSD jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie odpowiednie służby dyspozytorskie OSDp, jeśli te wyłączenia mają wpływ na prace sieci dystrybucyjnych OSDp.

OSDn jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSD, a następnie OSD jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP – ODM.

IV.3.4.1.3. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 - A5. Stopnie od A1 do A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 9 -11% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne sieciowe wprowadzone łącznie w stopniach od A1 do A5 powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.1.4 Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane:

1) poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii

i stacji SN,

2) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSD,

3) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez OSDn przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV,

4) a po wyczerpaniu wszystkich powyższych działań, poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej,

na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające polecenie o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych sieciowych.

IV.3.4.1.5. Wyłączenia awaryjne sieciowe powinny być zrealizowane niezwłocznie, w czasie nie dłuższym niż:

1) 15 minut - w przypadku wprowadzenia stopnia A1,

2) 15 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni A1 i A2,

3) 30 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A3,

4) 45 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A4,

5) 60 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A5;

od wydania polecenia dyspozytorskiego od wydania polecenia dyspozytorskiego.

IV.3.4.1.6. OSP w porozumieniu z OSDp oraz każde OSDp z właściwym OSDn ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.

IV.3.4.1.7. Plany wyłączeń awaryjnych sieciowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od A1 do A5, opracowują:

1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),

2) OSD - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci OSD i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSD,

3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci przesyłowej.

IV.3.4.1.8. W przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych sieciowych w sposób odmienny niż określony w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń, poprzez wskazanie:

1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSD,

2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe.

IV.3.4.1.9 Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, OSD, OSDn, jak również odbiorca ujęty w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych, może dokonać załączenia bez wydania polecenia przez OSP, przy czym w takim przypadku podmioty te zobowiązane są niezwłocznie poinformować o tym zdarzeniu właściwe służby dyspozytorskie, z podaniem przyczyny.

IV.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy

IV.3.4.2.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym (dalej „wyłączenia awaryjne bilansowe"), po wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym lub trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku braku możliwości zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w KSE pomimo wcześniejszego wprowadzenia przez OSP innych środków zaradczych. Wprowadzenie przez OSP wyłączeń awaryjnych bilansowych możliwe jest także przed wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w czasie uniemożliwiającym zastosowanie tego trybu. W takim przypadku wyłączenia awaryjne bilansowe mogą być wprowadzone pomiędzy ogłoszeniem przez OSP powołanego stanu a obowiązywaniem stopni zasilania zgodnie z pierwszym komunikatem w tej sprawie, wydanym zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne.

IV.3.4.2.2. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane na polecenie OSP w stopniach B1 – B15. Stopnie B1 – B15 powinny zapewniać spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 3 – 4% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne bilansowe wprowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.2.3. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN.

IV.3.4.2.4. OSP w porozumieniu z OSD ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.

IV.3.4.2.5. Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od B1 do B15 opracowują:

1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
2) OSD - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci OSD i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSD,
3) odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej.

IV.3.4.2.6. OSP lub OSDp wydaje OSD polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi włączeniami jednostek wytwórczych ujętych w TCM, o którym mowa w pkt III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.

IV.3.4.2.7. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.

IV.3.4.2.8. Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny.

IV.3.4.2.9. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych, należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.

IV.3.4.2.10. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt IV.3.4.2.7.

IV.3.5. Tryb automatyczny

IV.3.5.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej.

IV.3.5.2. Układ SCO instaluje odpowiednio OSD, OSDp, OSDn lub odbiorca przyłączony do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym równym 110 kV, zgodnie z przepisami rozporządzenia systemowego.

O okoliczności zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych:

1) odbiorca, o którym mowa powyżej, niezwłocznie informuje OSD,
2) OSDn informuje OSD - w przypadku, gdy OSDn jest bezpośrednio połączony z siecią OSD,
3) OSDn informuje innego OSDn przyłączonego do sieci OSD – w przypadku, gdy ten OSDn nie jest bezpośrednio połączony z siecią OSD.

OSD może zwolnić z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO odbiorcę przyłączonego do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, o którym mowa w § 43 ust. 10 rozporządzenia systemowego, na wniosek tego odbiorcy, pod warunkiem uzgodnienia przez OSD i tego odbiorcę planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez OSD, do którego sieci jest przyłączony.

IV.3.5.4. OSDn połączony z siecią SN i nN OSD może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez OSD, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSD oraz OSDn.

IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci OSD lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.

IV.3.5.6. Przekaźnik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:

1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekaźnika;
3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekaźnika na poziomie nie większym niż

100 ms;

4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un;

5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz;

6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika;

7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.

IV.3.5.7. Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na pięć lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt IV.3.5.5. i IV.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.

IV.3.5.8. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO:

a) odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej;

b) OSD.

Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO są wyznaczane zgodnie z załącznikiem do NC ER, dla poszczególnych stopni SCO (poziomów obowiązkowego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) w odniesieniu do zapotrzebowania netto KSE. Przez zapotrzebowanie netto KSE rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSP (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o wartość importu oraz pomniejszoną o wartość eksportu, mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo -pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.9. OSD, na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt IV.3.5.8., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

a) odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2. przyłączonych do sieci OSD;
b) OSDn przyłączonych do sieci OSD.

IV.3.5.10. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2, przekazuje OSD, informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.

IV.3.5.11. OSD powinien zapewniać możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.3., przyłączonych do sieci OSD, 45% zapotrzebowania netto OSD w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci. Przez zapotrzebowanie netto OSD rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSD (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP, uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSDp oraz pomniejszoną o wartość mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.12. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2. powinien zapewnić w każdej chwili czasu, możliwość wyłączania przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej, 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.

IV.3.5.13. Postanowień pkt IV.3.5.12. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50% jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt IV.3.5.14. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo OSD, zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci.

W przypadku nieuzgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo OSD, zobowiązany jest do przedłożenia OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.

IV.3.5.14. OSDn i odbiorcy, o których mowa w pkt IV.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.9. – IV.3.5.13. oraz informują OSD, o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO. OSD do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.9. – IV.3.5.13. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.

IV.3.5.15. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt IV.3.5.14., OSD w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER. OSD przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci OSD, ujętych w tym planie.

IV.3.5.16. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.

IV.3.5.17. Załączenie odbiorcy wyłączonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.

IV.3.5.18. OSD w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.

IV.3.5.19. OSD przekazuje OSP informację o odbiorcach zwolnionych z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, w przypadku zwolnienia odbiorców, o których mowa w § 43 ust. 10 rozporządzenia systemowego, wraz z informacją o uzgodnieniu przez strony planu działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu.

IV.3.5.20. OSD, opiniując wniosek otrzymany od odbiorcy, bierze pod uwagę załączony przez odbiorcę plan działania na wypadek wystąpienia stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy uwzględniający zainstalowane u odbiorcy moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej, zdolność pracy urządzeń w zakresie częstotliwości od 47,5 do 49,0 Hz, ograniczenia techniczne, zasilanie awaryjne i zastosowane technologie urządzeń, instalacji lub sieci. W przypadku gdy przedstawione przez odbiorcę uzasadnienie zwolnienia z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO, OSD uzna za niewystarczające lub zgłosi zastrzeżenia, wówczas OSD wzywa odbiorcę do przedłożenia opinii niezależnej firmy eksperckiej, która dokona oceny zasadności zwolnienia odbiorcy z obowiązku instalowania i stosowania układu SCO.

IV.4. Wymagania dla użytkowników systemu w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci

IV.4.1. Odbiorca lub wytwórca będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:

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

IV.4.2. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi synchroniczny moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym lub nowy synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C, przystosowuje urządzenia i napędy pomocnicze do utrzymania w pracy przynajmniej jednego modułu wytwarzania energii w warunkach całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.

IV.4.3. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń podczas całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzą moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia OSD oraz wdraża plan działań w warunkach utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie. Plan działań zapewnia w szczególności podtrzymanie zdolności operacyjnych do bezpiecznego przyjęcia napięcia w okresie nie krótszym niż 24 godziny oraz uwzględnia działania wymienione w pkt IV.4.2., jeżeli są wymagane.

IV.4.4. W ramach obrony i odbudowy systemu użytkownik systemu przyłączony do sieci OSD współpracuje z OSD w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.

IV.4.5. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci OSD:

1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należytym stanie technicznym,
2) dostosowuje instalacje, o których mowa w ppkt 1), do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z pkt VIII.4.1. ppkt 5),
3) niezwłocznie informuje OSD o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych, a także o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,

4) bez uzgodnienia z OSD nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

IV.4.6. OSD oraz użytkownik systemu, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE, wdrażają środki w obiektach ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy opracowanych na podstawie art. 11 i art. 23 NC ER. Obiekty, o których mowa w zdaniu pierwszym, obejmują w szczególności:

1) rozdzielnie będące własnością OSD,

2) rozdzielnie, do których są przyłączone moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER,

3) inne rozdzielnie niezbędne do właściwego przeprowadzenia procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego określone w drodze uzgodnienia między OSP a OSD,

4) moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER.

IV.5. Redysponowanie nierynkowe

IV.5.1. Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzią odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP, OSDp lub OSDn w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz z uwzględnieniem zasad, wskazanych w art. 13 ust. 6 oraz ust. 7 tego rozporządzenia.

IV.5.2. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.5.1., na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej OSP może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.

IV.5.3. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.5.1., na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej OSD może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.

IV.5.4. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.2., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, OSP może wydać za pośrednictwem i w koordynacji z OSD, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynami energii elektrycznej, przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD lub OSDn przyłączonego do sieci OSD.

IV.5.5. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.3., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, OSD może wydać:

1) bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD, lub

2) za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci OSD, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej tego OSDn lub do sieci dystrybucyjnej innego OSDn przyłączonego do sieci tego OSDn.

IV.5.6. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.2., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSP a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

IV.5.7. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.3., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSD a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

V. Współpraca OSD z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu

V.1. OSD współpracuje z następującymi operatorami:

a) OSP,

b) operatorami systemów dystrybucyjnych,

c) sprzedawcami,

d) POB$_Z$,

e) DUB,

f) OHT

g) OH,

h) OP

oraz innymi użytkownikami systemu dystrybucyjnego, w tym z odbiorcami, wytwórcami posiadaczami magazynów energii elektrycznej oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ").

V.2. Zasady i zakres współpracy OSD z OSP są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP oraz w umowie o świadczenie usług przesyłania.

V.3. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDp są określone w niniejszej IRiESD, instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp oraz w umowach dystrybucyjnych zawartych przez OSD i OSDp.

V.4. OSDn realizuje określone w Ustawie, IRiESP, WDB oraz IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSD, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

V.5. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDn są określone w IRiESP, WDB i IRiESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSD a OSDn, przy czym:

a) w przypadku, gdy OSDn posiada bezpośrednie połączenia z siecią dystrybucyjną OSD oraz innych OSDp, współpraca z OSP jest realizowania przez tego OSDn za pośrednictwem OSD lub innych OSDp, odpowiednio do obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn i obszaru sieci dystrybucyjnej OSD i danego OSDp,

b) w przypadku gdy OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią dystrybucyjną OSD, to taki OSDn realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, do którego sieci przyłączony jest podmiot, z którym połączona jest sieć OSDn, z uwzględnieniem postanowień lit. a).

V.6. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w odpowiednich rozdziałach IRiESD.

V.7. Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do zawarcia stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

V.8. Na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD objętych umową przesyłową z OSP, OSD realizuje obowiązki określone w Prawie energetycznym bezpośrednio we współpracy z OSP.

Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej, nieobjętych umową przesyłową z OSP, OSD realizuje określone w Prawie energetycznym obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

VI. Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej OSD

VI.1. Obowiązki OSD

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego OSD na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej w szczególności:

a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej OSD, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,

b) nadzoruje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci OSD, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,

c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,

d) prowadzi działania sterownicze i regulacyjne obejmujące:

- zmianę wytwarzania mocy czynnej lub biernej przez moduły wytwarzania energii oraz magazyny energii elektrycznej,

- załączanie dławików i kondensatorów,

- załączanie elementów sieci (linii, transformatorów),

- zmianę zaczepów transformatorów,

- zmianę trybów regulacji i wartości zadanych układów regulacji i automatyk,

e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy kompleksowe oraz umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji z OSP, OSDp oraz z odbiorcami,

f) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej, w zakresie wynikającym z umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego,

g) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,

h) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSD awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

samodzielnie oraz we współpracy z OSP, OSDp oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,

i) zbiera i przekazuje do OSP i OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP oraz instrukcjami ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp,

j) wprowadza ograniczenia pracy lub odłącza od sieci mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci OSD, w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci; uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci OSD jest obowiązana niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.

VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych.

VI.1.3. Działania OSD w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej OSD, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z OSP oraz zawarte w części IRiESD-Bilansowanie.

VI.1.4. OSP koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.

VI.1.5. OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSP. Dane niezbędne do określenia nastaw automatyk w koordynowanej sieci 110 kV, OSD otrzymuje od OSP.

VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego

VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale VI.1 OSD organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.

VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez OSD i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.

VI.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt. VI.2.2. są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.

VI.2.4. Służby dyspozytorskie OSD działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji, o których mowa w pkt. VI.2.10.VI.2.10.

VI.2.5. OSD przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSD,

b) b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, innych niż JWCD oraz magazynów energii elektrycznej,

c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSD,

d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,

e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.

VI.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt. VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:

a) monitorowaniu pracy urządzeń,

b) dokonywaniu operacji ruchowych bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,

c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,

d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

VI.2.7. Służby dyspozytorskie OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSD operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,

b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSD operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,

c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,

d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.

VI.2.8. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt. VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego OSD, polegający w szczególności na:

a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,

b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,

c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.

VI.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie OSD w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. VI.2.5. do VI.2.8. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.

VI.2.10. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.

VI.2.11. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez OSD uzgadniają instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.

VI.2.12. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt. VI.2.10. oraz VI.2.11. jest

w zależności od potrzeb:

a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,

b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,

c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,

d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt. VI.1.,

e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,

f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,

g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,

h) zakres i tryb obiegu informacji,

i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych

VI.2.13. Użytkownicy systemu są zobowiązani do współpracy ze służbami dyspozytorskimi OSD.

VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej

VI.3.1. OSD w zależności od uzgodnień z OSDp sporządza i udostępnia koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami TCM.

VI.3.2. OSD w uzgodnieniu z OSP sporządza średnioterminowe oraz dobowe plany pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, zgodnie z postanowieniami TCM.

VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSD uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

VI.3.4. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez operatora systemu przesyłowego.

VI.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt. VI.3.4. jest określenie jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej o Generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze i magazyny energii elektrycznej o Generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.

VI.3.6. OSD ustala sposób udostępniania planów, o których mowa w pkt. VI.3.1. i VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.

VI.3.7. Przekazanie planów przez posiadaczy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej do OSD powinno być realizowane w następujących terminach:

a) plany średnioterminowe - dane do planów średnioterminowych, obejmujących 5 – letni horyzont planowania powinny zostać przekazane co najmniej raz w miesiącu do 15 dnia kalendarzowego każdego miesiąca, na okres kolejnych 60 miesięcy,

przy czym dane dotyczące pierwszych 59 miesięcy są aktualizacją danych wcześniej przekazanych,

b) plany dobowe - dane do planów dobowych, obejmujących 9 kolejnych dni kalendarzowych powinny być przekazane przynajmniej raz dziennie do godziny 09.00 na okres kolejnych 9 dni kalendarzowych, przy czym dane dotyczące pierwszych 8 dni kalendarzowych są aktualizacją danych wcześniej przekazanych.

VI.3.8. Dane planistyczne, o których mowa w TCM oraz w pkt VI.3.7., są przekazywane do OSD w trybie ciągłym, co oznacza, że powinny być aktualizowane po każdej ich zmianie.

VI.3.9. OSD, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, za wyjątkiem jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

VI.4.1. OSD sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej OSD.

VI.4.2. OSD planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną OSD w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.

VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt. VI.4.1. i VI.4.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.

VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. Układy normalnej pracy sieci dystrybucyjnej

VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD mogą być opracowane odrębne programy pracy sieci.

VI.5.2. OSD określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

VI.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,

b) wymagane poziomy napięcia,

c) wartości mocy zwarciowych,

d) rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,

e) dopuszczalne obciążenia,

f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,

g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,

h) nastawienia zaczepów dławików gaszących,

i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,

j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,

k) harmonogram pracy transformatorów,

l) wykaz jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej.

VI.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

VI.5.5. Programy pracy sieci 110 kV są uzgadniane z OSP i OSDp.

VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej

VI.6.1. OSD opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy, dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD.

VI.6.2. OSD opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:

a) plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego,

b) plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,

c) plan tygodniowy do wtorku tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,

d) plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt VI.6.44.

VI.6.4. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia OSD w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD:

a) do planu rocznego – w terminie do 15 sierpnia roku poprzedzającego,

b) do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,

c) do planu tygodniowego – w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,

d) do planu dobowego – do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

a) nazwę elementu,

b) proponowany termin wyłączenia,

c) operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,

d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),

e) opis wykonywanych prac,

f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.

VI.6.6. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do OSD w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej OSD przed planowanym wyłączeniem.

OSP, OSD i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymywania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

VI.6.7. OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej OSD w terminie do 5 dni kalendarzowych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.VI.6.8.

VI.6.8. OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:

a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,

b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,

c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,

d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.

VI.6.9. OSD jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.

VI.6.10. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

VI.6.11. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie OSD, w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego OSD, powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.

VI.7. Programy łączeniowe

VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.

VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

a) charakterystykę załączanego elementu sieci,

b) opis stanu łączników przed realizacją programu,

c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,

d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,

e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,

f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,

g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia OSD w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych – dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych – dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej OSD, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

VI.7.5. OSD może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni kalendarzowe przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

VI.7.6. OSD zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez OSD uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt. VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSD uwag.

VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez OSP, zgodnie z IRiESP, OSD uzgadnia programy łączeniowe z OSP.

VII. Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej OSD

VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSD w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,

b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,

c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciowe w danym punkcie sieci,

d) źródła wytwórcze o mocy powyżej 50MW, muszą spełniać warunki określone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej właściwego OSDp oraz w IRiESP.

VII.2. Sieć dystrybucyjna OSD o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał wartości 1,4.

VII.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt VII.2. jest możliwe, gdy spełnione są

następujące zależności:

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

gdzie:

X_1 - reaktancja zastępcza dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

X_0, R_0 - odpowiednio reaktancja i rezystancja dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa OSD. W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa OSD w porozumieniu z OSP lub OSDp.

VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSD pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD.

VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych OSD powinny spełniać wymagania określone w standardach technicznych/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w OSD.

VIII. Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

VIII.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej

VIII.1.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej II

VIII.1.1.1. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s w miejscach przyłączenia zawiera się w przedziale:

1) 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,

2) 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.1.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyleń ± 10% napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV.

VIII.1.1.3. Przez 95% czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 0,8.

VIII.1.1.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej,

2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste	Harmoniczne parzyste

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

VIII.1.1.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 3%.

VIII.1.1.6. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.1.7. OSD zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

1) użytkownik systemu pobiera z niej lub wprowadza do niej moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,

2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.2. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V

VIII.1.2.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 s zawiera się w przedziale:

1) 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,

2) 50 Hz + 4% / – 6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

VIII.1.2.2. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych

napięcia zasilającego zawiera się w przedziale odchyleń ±10% napięcia znamionowego.

VIII.1.2.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1.

VIII.1.2.4. W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego zawiera się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,

2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego (o rzędach od 2 do 50) powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3			
rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]	rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]	rząd harmonicznej [h]	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej [u_h]
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5				
23	1,5%				
25	1,5%				
>25	$0{,}5 + \frac{25}{h}$				

VIII.1.2.5. W każdym tygodniu wartość maksymalna ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, jest mniejsza lub równa 8%.

VIII.1.2.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

VIII.1.2.7. OSD zapewnia utrzymanie parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych powyżej pod warunkiem, że:

1) użytkownik systemu pobiera z sieci lub wprowadza do sieci moc czynną równą mocy umownej lub mniejszą,

2) moc bierna pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci przez użytkownika systemu nie przekracza granicznych wartości określonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

3) użytkownik systemu wypełnia zobowiązania dotyczące regulacji mocy biernej i napięcia określone w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

VIII.1.3. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI

VIII.1.3.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.

VIII.1.4. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej

VIII.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

a) napięcia znamionowe,

b) częstotliwość znamionowa.

VIII.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

VIII.1.3. W przypadku dostarczania energii elektrycznej do Elektrycznej trakcji kolejowej parametry jakościowe energii elektrycznej w miejscu dostarczania zgodne są z Polską Normą PN-EN 50163 „Zastosowania kolejowe Napięcia zasilania systemów trakcyjnych". Warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego jest pobieranie przez odbiorcę mocy czynnej o mocy nie większej, niż Mocy umownej oraz niewprowadzania przez odbiorcę zakłóceń do Elektrycznej trakcji kolejowej.

VIII.1.4. Dla elektrycznej trakcji kolejowej napięcie znamionowe i jego dopuszczalne ograniczenie w odniesieniu do wartości i czasu trwania wynosi:

Tablica 1

System elektryfikacji	**Najniższe napięcie nietrwałe** U_{min2} V	**Najniższe napięcie trwałe** U_{min1} V	**Napięcie znamionowe** U_n V	**Najwyższe napięcie trwałe** U_{max1} V	**Najwyższe napięcie nietrwałe** U_{max2} V
Prąd stały (wartość średnia)	2000	2000	3000	3600	3900

Napięcie znamionowe U_n – wartość napięcia przyjęta dla danego systemu,

Najwyższe napięcie trwałe U_{max1} – najwyższa wartość napięcia, która może występować w czasie nieograniczonym,

Najwyższe napięcie nietrwałe U_{max2} – najwyższa wartość napięcia, która może występować jako najwyższe napięcie przejściowe w ograniczonym czasie,

Najniższe napięcie trwałe U_{min1} - najniższa wartość napięcia, która może występować w czasie nieograniczonym,

Najniższe napięcie nietrwałe U_{min2} - najniższa wartość napięcia, która może występować w czasie ograniczonym,

Najwyższe długotrwałe przepięcia U_{max3} – najwyższa wartość przepięcia długotrwałego

dla t = 20 ms; wartość ta jest niezależna od częstotliwości.

Powinny być spełnione następujące wymagania:

a) czas trwania napięć między U_{min1} i U_{min2} nie powinien przekroczyć 2 min;

b) czas trwania napięć między U_{max1} i U_{max2} nie powinien przekroczyć 5 min;

c) napięcie na szynie zbiorczej podstacji w warunkach braku obciążenia powinno być mniejsze lub równe U_{max1}. Dla podstacji prądu stałego jest dopuszczalne, aby napięcie to – bez obciążenia – było mniejsze lub równe U_{max2}, przy założeniu, że w przypadku pojawienia się pociągu, napięcie na jego pantografie (pantografach) powinno być zgodne z wymaganiami podanymi w Tablicy 1;

d) w normalnych warunkach eksploatacji napięcie powinno spełniać nierówność $U_{min1} \leq U \leq U_{max2}$;

e) w anormalnych warunkach eksploatacji napięcia w przedziale $U_{min2} \leq U \leq U_{min1}$ wg Tablicy 1 nie powinny powodować żadnych zniszczeń ani uszkodzeń.

   Stosowane w pociągach pokładowe urządzenia ograniczające moc mogą ograniczać występowanie niskiego napięcia w górnej sieci jezdnej (norma PN-EN 50388 „Zastosowania kolejowe - System zasilania i tabor - Warunki techniczne koordynacji pomiędzy systemem zasilania (podstacja) i taborem w celu osiągnięcia interoperacyjności").

f) jeśli występują napięcia pomiędzy U_{max1} i U_{max2}, to powinny one być zakończone poziomem niższym lub równym U_{max1} przez czas nieokreślony.

   Napięcia pomiędzy U_{max1} i U_{max2} powinny występować w warunkach przejściowych, takich jak:

   - hamowanie z odzyskiem energii,
   - zmiana stanu systemów regulacji napięcia za pomocą mechanicznych przełączników zaczepów;

g) najniższe napięcie w anormalnych warunkach eksploatacji U_{min2} jest najniższym dopuszczalnym napięciem sieci jezdnej, przy którym tabor szynowy może być jeszcze eksploatowany.

Zalecane nastawy wyzwalaczy przekaźników podnapięciowych w instalacjach stacjonarnych lub elektrycznych pojazdach trakcyjnych powinny mieścić się w zakresie od 85% do 95% $Umin_2$.

Ustawienia wyzwalaczy przekaźników nadnapięciowych w instalacjach stacjonarnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub elektrycznych pojazdach trakcyjnych powinny mieścić się w zakresie od 85% do 90% $Umax_2$. Hamowanie rekuperacyjne elektrycznych pojazdów trakcyjnych nie powinno powodować wzrostu napięcia w podstacji trakcyjnej, kabinie sekcyjnej, obiekcie połączenia poprzecznego lub innym obiekcie zasilania sieci trakcyjnej do wartości 90% $Umax_2$. Zapewnienie nieprzekraczania wartości 90% $Umax_2$ w elektrycznym pojeździe trakcyjnym powinno być zrealizowane w sposób uniemożliwiający przekroczenie tej wartości.

Najwyższa wartość napięcia U w funkcji czasu trwania

Strefa C: Przepięcia długotrwałe

Zmienność stosunku U/U_{max2} w funkcji czasu trwania określa zależność:

$$U = U_{max2} \times t^{-k}$$

gdzie:

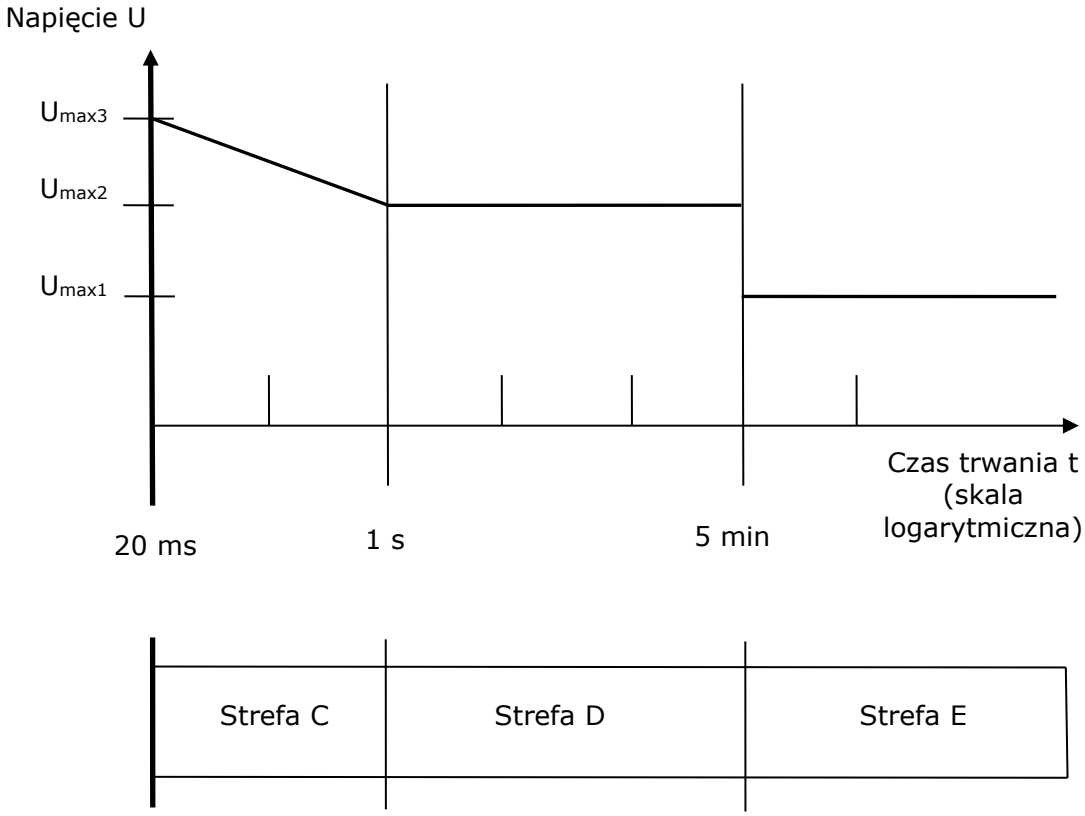
t = czas w sekundach (0,02 s ≤ t ≤ 1s);

k = współczynnik podany w Tablicy 2

Wykres tego równania we współrzędnych logarytmicznych jest liniowy. Nachylenie określa współczynnik k.

Strefa D: Najwyższe napięcie nietrwałe U_{max2}

Strefa E: Najwyższe napięcie trwałe U_{max1}



W Tablicy 2. Przepięcia. Podano wartości U_{max1}, U_{max2} i U_{max3} natomiast wartości pomiędzy U_{max2} i U_{max3} są obliczane wg wzoru podanego wyżej.

Tablica 2. Przepięcia.

Napięcie znamionowe Un V	3000
Współczynnik k	0,067 3
U_{max1} (V)	3600
U_{max2} (V)	3900
U_{max3} (V)	5075

VIII.2 Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej

VIII.2.1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

1) planowane,

2) nieplanowane.

VIII.2.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:

1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 s,

2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 min,

3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godz.,

4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.,

5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godz.

VIII.2.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt VIII.4.1. ppkt 4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych II–III i VI:

1) dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w roku wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa Umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa,

2) w przypadku gdy odbiorcą jest OSP w zakresie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć, dopuszczalne czasy trwania przerw, o których mowa w ppkt 1), są co najmniej o połowę krótsze od czasów określonych w pkt VIII.2.5.

VIII.2.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:

   a) przerwy planowanej – 16 godz.,

   b) przerwy nieplanowanej – 24 godz.,

2) przerw w roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:

   a) przerw planowanych – 35 godz.,

   b) przerw nieplanowanych – 48 godz.

VIII.2.6. OSD w terminie do dnia 31 marca każdego roku, publikuje na swojej stronie internetowej wartości wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku:

1) wskaźnik:

   a) przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w danym roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych

odbiorców,

b) przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący iloraz liczby odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w danym roku i łącznej liczby obsługiwanych odbiorców – wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw,

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

Dla każdego z wskaźników, o których mowa powyżej, podaje się liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VIII.3. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej

VIII.3.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.

VIII.3.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć

VIII.3.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym ≤75A, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

a) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,

b) wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,

c) wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3% przez czas dłuższy niż 500ms,

d) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:

ΔU - zmiana wartości skutecznej napięcia, wyznaczona jako pojedyncza wartość dla każdego kolejnego półokresu napięcia źródła, pomiędzy jego przejściami przez zero, występująca między okresami, gdy napięcie jest w stanie ustalonym co najmniej przez 1s.

VIII.3.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu

VIII.3.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznych odbiorniki dzieli się wg. następującej klasyfikacji:

a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,

b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,

c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy,

d) Klasa D – sprzęt o mocy 600W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobisty i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤16A zakwalifikowane do:

a) Klasy A podano w Tablicy 1,

b) Klasy B podano w Tablicy 2,

c) Klasy C podano w Tablicy 3,

d) Klasy D podano w Tablicy 4.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
15≤n≤39	$0{,}15\ \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
8≤n≤40	$0{,}23\ \frac{8}{n}$

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315
15≤n≤39	$0{,}225\ \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
8≤n≤40	$0{,}345\ \frac{8}{n}$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu wejściowego [%]
2	2
3	$30\lambda^*$
5	10
7	7
9	5
11≤n≤39 (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
λ^*- współczynnik mocy obwodu	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [118a/W]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
13≤n≤39 (tylko harmoniczne nieparzyste)	$\frac{3,85}{n}$	Patrz Tablica 1.

VIII.3.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A.

Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B, Klasy C oraz Klasy D podano w Tablicy 5.

Tablica 5.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego [%]
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	≤0,6

23	0,9
25	0,8
27	≤0,6
29	0,7
31	0,7
≥33	≤0,6

VIII.3.3. Wymagania dla modułu wytwarzania energii przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV

VIII.3.3.1. Moduł wytwarzania energii nie może powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli, przy czym podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń:

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

VIII.3.3.2. Udział modułu wytwarzania energii w całkowitych wahaniach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie przekracza wartości określonych w poniższej tabeli:

Lp.	Napięcie znamionowe sieci	(P_{st})	(P_{lt})
1	≥ 220kV	0,30	0,20
2	110kV	0,35	0,25

VIII.3.3.3. Moduł wytwarzania energii nie może powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż 50% wartości granicznych określonych w tabeli w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2).

VIII.3.3.4. Moduł wytwarzania energii powinien spełniać wymagania w zakresie wartości wahań napięcia, o których mowa w pkt VIII.3.3.1. i VIII.3.3.2. oraz wymagania w zakresie wartości harmonicznych napięcia, o których mowa w pkt VIII.1.1.4. ppkt 2) przez 99% czasu w każdym tygodniu.

VIII.3.3.5. Wartość maksymalna całkowitego współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego (THD), uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania energii do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV jest równa 1,5% lub mniejsza.

VIII.4. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

VIII.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

1) przyjmowanie od odbiorców przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej z sieci,

2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,

3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii

w sieci,

4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej 5-dniowymdniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:

   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

   c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie, lub w sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,

5) informowanie na piśmie lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:

   a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,

   b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,

   c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,

6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,

7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej taryfy,

8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppkt 9), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

9) na wniosek odbiorcy dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy lub w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w Taryfie OSD,

10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności udziela

bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSD za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,

11) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt 6) lub 9).

VIII.4.2. Reklamacje odbiorcy dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego są rozpatrywane na zasadach i w terminach określonych w pkt. II.4.6.1.

PGE Energetyka Kolejowa Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

A. Postanowienia wstępne

A.1. Uwarunkowania formalno-prawne

A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie) wynikają z następujących przepisów i dokumentów:

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne - zwanej dalej „Ustawą" lub „ustawą Prawo energetyczne" (t.j. Dz. U. z 2024 r., poz. 266 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
2) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE" (t.j. Dz. U. z 2021 r., poz. 1093 z późn. zmianami),
3) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - zwanej dalej „Ustawą OZE" (t.j. Dz. U. z 2024 r., poz. 1361 z późn. zmianami),
4) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy" (t.j. Dz. U. z 2023 r., poz. 2131 z późn. zmianami),
5) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności" (t.j. Dz. U. z 2024 r., poz. 1289 z późn. zmianami),
6) ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta" (t.j. Dz. U. z 2023 r., poz. 2759 z późn. zmianami),
7) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r. z późn. zmianami) - EB GL,
8) koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) decyzją nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS z dnia 25 lipca 2001 r., wraz z późniejszymi zmianami,
9) decyzji Prezesa URE nr DPE-47-61(5)/3158/2008/BT z dnia 14 marca 2008 r. wraz z późniejszymi zmianami, o wyznaczeniu OSD operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
10) IRiESP,
11) WDB,
12) IRiESP-OIRE,
13) Taryfy OSD,
14) instrukcji Ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp (PGE Dystrybucja S.A., innogy STOEN Operator Sp. z o.o., Tauron Dystrybucja S.A., ENERGA Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o.) w części mającej zastosowanie do OSD.

A.1.2. Z uwagi na specyfikę układu sieci dystrybucyjnej OSD składającej się z wielu instalacji niepołączonych ze sobą fizycznie, jak również połączenia sieci dystrybucyjnej OSD z siecią przesyłową OSP, sieciami dystrybucyjnymi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz Elektryczną trakcją kolejową Zarządcy infrastruktury kolejowej, na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD objętych umową przesyłową z OSP, OSD realizuje obowiązki określone w Prawie energetycznym bezpośrednio we współpracy z OSP. Na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej, nieobjętych umową przesyłową

z OSP, OSD realizuje określone w Prawie energetycznym obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.

A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD i posiadające zawarte z OSD umowy dystrybucji mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową.

A.1.4. Każdy OSDn realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w ustawie o rynku mocy obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDp, zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy OSDp a OSDn oraz odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD.

A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną z OSD albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-K z OSD jest URD.

Zasady obsługi podmiotów przyłączonych do sieci OSDn (zwanych dalej „URDn"), reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.

A.1.6. Tryb i zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach kompleksowych określone w IRiESD-Bilansowanie, nie dotyczą umów kompleksowych zawieranych przez sprzedawcę z urzędu z URD w gospodarstwie domowym, który nie skorzystał z prawa wyboru sprzedawcy. Zwolnienie z powiadomienia OSD o zawartej umowie kompleksowej nie dotyczy URD w gospodarstwie domowym, który dokonuje zmiany sprzedawcy i zawiera umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu lub zastępuje umowę sprzedaży i umowę dystrybucji umową kompleksową.

A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy

A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSD oraz pobierających Energię elektrycznej z elektrycznej trakcji kolejowej zarządzanej przez Zarządcę Infrastruktury Kolejowej, a w szczególności:

a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,

b) zasady kodyfikacji podmiotów,

c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień,

d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,

e) zasady współpracy OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,

f) zasady współpracy OSDn z OSD w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz zasady współpracy w zakresie wymiany informacji dla potrzeb rynku mocy,

g) procedurę zmiany sprzedawcy,

h) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,

i) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,

j) postępowanie reklamacyjne,

k) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,

l) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,

m) zasady sprzedaży rezerwowej,

n) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,

o) zasady współpracy dotyczące usługi IRP i usługi IZP,

p) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K).

A.2.2. Obszar sieci, dla którego OSD wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną OSD oraz sieci dystrybucyjne OSDn przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci dystrybucyjnej OSD, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem RB.

A.2.3. Procedury bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:

a) OSD,

b) OSDn wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej OSD,

c) „sąsiednich OSDn" tzn. OSDn, których sieci są połączone pośrednio z siecią dystrybucyjną OSD,

d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, w tym odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD,

e) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z OSD,

f) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-k z OSD,

g) sprzedawców pełniących na obszarze OSD funkcję sprzedawcy rezerwowego,

h) POB_Z działających na obszarze OSD,

i) DUB działających na obszarze OSD,

j) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w lit. a) – i) – w przypadku, gdy ich działalność dotyczy obszaru OSD.

A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którymi mogą być:

1) POB_Z,

2) DUB.

URB może być jednocześnie POB_Z i DUB.

POB_Z może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB. Natomiast DUB może być podmiot, o którym mowa w pkt A.11.1.

A.3.2. OSD w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację:

a) umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie GUD zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,

b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych – na podstawie GUD-K zawartej ze sprzedawcą,

zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

A.3.3. OSD uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci dystrybucyjnej OSD oraz sieci dystrybucyjnej OSDn, dla których OSD realizuje obowiązki OSDn w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt A.1.4.

W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące MB:

a) fizyczne MB ($_{F}$MB) - jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,

b) wirtualne MB ($_{W}$MB) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.

A.3.4. $_{F}$MB mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane:

a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci ($_{FZ}$MB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz

b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci ($_{FD}$MB).

Ze względu na wartości atrybutów $_{FD}$MB występują następujące oznaczenia typów $_{FD}$MB:

- MB_O, MB_W - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,
- MB_{OSD} - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSD oraz sąsiednich OSDp,
- $_{AFD}$MB - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów $_{AFD}$MB: MB_{AO}, MB_{AW}, MB_{AH}, MB_{AZ}, MB_{AM}, MB_{AI}.

A.3.5. URD jest bilansowany handlowo na RB przez POB_Z.

POB_Z jest wskazywany przez:

a) sprzedawcę w GUD lub GUD-K zawartej z OSD,

b) URD_W,

c) URD_{ME},

Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego PPE, dokonuje tylko jeden POB_Z.

A.3.6. Ustanowienie lub zmiana POB_Z odbywa się na warunkach i zasadach określonych

w rozdziale E.

A.3.7. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

a) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informację o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową,

b) aktualną listę sprzedawców rezerwowych zawierających rezerwowe umowy kompleksowe, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej oraz informację o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową.

Sprzedawcy, o których mowa powyżej przekazują OSD, na zasadach określonych w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7., aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej skierowane do URD.

A.3.8. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

1) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,

2) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD-K,

3) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,

4) informacje o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania,

5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami i POB_Z.

A.3.9. Świadczenie usług dystrybucji przez OSD w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci przez OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z OSDn jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1.

Warunki i zakres współpracy OSD z OSDn, w zakresie przekazywania danych pomiarowych określa umowa zawarta pomiędzy OSD a OSDn, o której mowa w pkt A.6.1.

A.3.10. Wytwórca w mikroinstalacji oraz przewoźnik kolejowy w zakresie pojazdów trakcyjnych posiadających funkcję rekuperacji jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD lub do Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci OSD dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD, dla danego PPE.

A.3.11. Wytwórca inny, niż ten o którym jest mowa w pkt A.3.10. jest URD_W zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSD, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. jest URD_{ME} zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci OSD jak

i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSD, dla danego PPE.

A.3.12. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz OSD o:

a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,

b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,

c) numerze NIP/PESEL URD,

d) kodzie PPE,

niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) powyżej, wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z URD zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa w pkt D.1.7.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a), OSD wstrzymuje z dniem określonym zgodnie z lit. b) realizację umowy, o której mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.

A.3.13. OSD po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSP o konieczności zaprzestania przez OSD świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:

a) utrata POB_Z sprzedawcy,

b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.

A.3.14. OSD po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez OSD świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSP o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

a) brak gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub POB_Z wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów zawartych przez OSD z tymi podmiotami,

b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.

c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB_Z, o której mowa w pkt A.4.3.5.

A.3.15. Dostarczanie energii elektrycznej URD w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.

Powyższe nie ma zastosowania do URD w gospodarstwie domowym:

a) posiadającego umowę sprzedaży, która została zawarta w terminie do 23 lutego 2024 r., chyba że ten URD wystąpi z wnioskiem do sprzedawcy o zawarcie umowy kompleksowej, a umowa ta zostanie zgłoszona do OSD zgodnie z IRiESD, lub

b) posiadającego umowę dystrybucji, która została zawarta w terminie do 23 lutego 2024 r.

A.4. Warunki realizacji umów sprzedaży oraz umów kompleksowych i uczestnictwa w procesie bilansowania

A.4.1. OSD zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach zawartych z OSD.

A.4.2. URD_W, URD_O, URD_{ME} oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z OSD umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz URD_W, URD_O, URD_{ME} lub sprzedawcy.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.4.3.1. OSD, z zachowaniem wymagań pkt A.4.3.6., realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:

a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,

b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSD,

c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy sprzedaży z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą GUD z OSD,

d) wskazaniu przez URD typu wytwórca (URD_W) wybranego POB_Z, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSD,

e) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O), będącego wytwórcą w mikroinstalacji innym niż Prosument, umowy dystrybucji z OSD,

f) wskazaniu przez URD_{ME} wybranego POB_Z, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSD.

A.4.3.2. OSD realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD z wybranym sprzedawcą, z zachowaniem wymagań pkt A.4.3.7.

A.4.3.3. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSD powinna spełniać spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z OSD - dotyczy URD_O,

b) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z OSD umożliwiającą sprzedaż rezerwową – dotyczy URD_O,

c) określenie, że POB_Z dla URD_O jest podmiot wskazany przez sprzedawcę w GUD, dla którego OSD realizuje umowę sprzedaży - dotyczy URD_O,

d) określenie POB_Z i zasad jego zmiany – dotyczy URD_W oraz URD_{ME},

e) sposób i zasady rozliczeń z OSD z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB_Z – dotyczy URD_W oraz URD_{ME},

f) wskazanie DUB - dotyczy URD_W oraz URD_{ME} posiadających JWCD.

Oznaczenie sprzedawcy i wskazanie sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w lit. a) i b) może być realizowane poprzez określenie tych sprzedawców w powiadomieniu

OSD o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD-Bilansowanie.

A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7.

A.4.3.5. Podmiot zamierzający pełnić funkcje POB_Z na obszarze sieci dystrybucyjnej OSD:

1) nie objętym umową przesyłową zawartą pomiędzy OSD a OSP - zawiera umowę dystrybucji z OSD. Podmiot ten musi posiadać zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania OSD lub odpowiednio w sieci OSDp, za pośrednictwem którego OSD realizuje zadania, o których mowa w pkt A.2.1.

   Umowa dystrybucji zawierana przez POB_Z powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp.

   Umowa dystrybucji zawierana przez OSD z POB_Z powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

   a) oświadczenie POB_Z o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,

   b) oświadczenie POB_Z o zawarciu umowy dystrybucji z OP-OSDp w zakresie pełnienia funkcji POB_Z na sieci dystrybucyjnej OP-OSDp,

   c) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,

   d) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,

   e) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,

   f) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz POB_Z, a także ich dane teleadresowe,

   g) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDp,

   h) wykaz sprzedawców, URD_W i URD_{ME} dla których POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe na obszarze OSD oraz na obszarze OSDn, o którym mowa w pkt A.6.,

   i) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB_Z,

   j) zasady współpracy z OP-OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych od OSD do OP-OSDp z uwzględnieniem wymogów wynikających z przepisów o ochronie danych osobowych,

   k) zobowiązanie POB_Z do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_W lub URD_{ME} lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,

   l) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB_Z zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu WDB,

m) zasady przekazywania przez OSD na MB przyporządkowane temu POB_Z zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSD oraz obszaru OSDn, dla którego OSD realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych,

n) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców, URD_W i URD_{ME} przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB_Z świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn.

2) objętym umową przesyłową zawartą pomiędzy OSD a OSP - zawiera umowę dystrybucji z OSD. Podmiot ten musi posiadać zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD. Umowa dystrybucji zawierana przez OSD z POB_Z powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oświadczenie POB_Z o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,

b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,

c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce – jeżeli jest taki wymóg prawny,

d) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz POB_Z, a także ich dane teleadresowe,

e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSD,

f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB_Z,

g) wykaz sprzedawców, URD_W i URD_{ME}, dla których POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe na obszarze OSD oraz na obszarze OSDn, o którym mowa w pkt A.6.,

h) zobowiązanie POB_Z do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_W lub URD_{ME} lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,

i) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB_Z zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu WDB,

j) zasady przekazywania przez OSD na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSD oraz obszaru OSDn, dla którego OSD realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB_Z prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców, URD_W i URD_{ME} przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB_Z świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn.

A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSD, zawiera z OSD jedną umowę GUD, na podstawie której, może pełnić funkcję sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję sprzedawcy rezerwowego po określeniu tego faktu w GUD i złożeniu przez tego sprzedawcę do OSD oferty sprzedaży

rezerwowej. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako sprzedawcą a OSD oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. Umowa GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,

b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez OSD z tym URD,

c) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,

d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSD a sprzedawcą,

e) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD o utracie wskazanego POB_Z, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,

f) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB_Z tego sprzedawcy.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będącym odbiorcami końcowymi, w tym Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi, Prosumentami wirtualnymi lub członkami spółdzielni energetycznej, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z OSD jedną umowę GUD-K, na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla w/w URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD,

b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez OSD,

c) warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,

d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSD a sprzedawcą,

e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,

f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSD a sprzedawcą,

g) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,

h) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSD o utracie wskazanego POB_Z, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,

i) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB_Z sprzedawcy,

j) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.8. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa

w pkt A.1.4., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSD umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz OSD,

b) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez OSD,

c) obowiązanie OSDn do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji (GUD lub/i GUD-K) w których będzie wskazany POB_Z, posiadający umowę o której mowa w pkt A.4.3.5. zawartą z OSD,

d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,

e) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz OSDn, a także ich dane teleadresowe,

f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej IRiESD,

g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,

h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,

i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,

j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji usługi IRP i usługi IZP,

k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy oraz świadczeniu usług bilansujących.

Zasady, o których mowa w lit. j) lub k) mogą zostać uregulowane w odrębnych umowach zawartych pomiędzy OSD a OSDn.

A.4.3.9. W celu realizacji obowiązków OSD w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt A.1.4., dla obszarów sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową przesyłową zawartą przez OSD z OSP, OSD zawiera stosowną umowę z odpowiednim OSDp, do którego sieci przyłączony jest bezpośredni dany obszar OSD.

A.4.3.10. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawarte są w Załączniku nr 5 do IRiESD. Postanowienia te są wiążące dla OSD i sprzedawców przy zawieraniu tych umów.

A.4.3.11. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, OSD i sprzedawcy zawrą nową GUD albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD, zgodnie z obowiązującym w OSD wzorcem GUD, dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

A.4.3.12. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, OSD i sprzedawcy zawrą nową GUD-K albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD-K, zgodnie z obowiązującym w OSD wzorcem GUD-K, dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

A.4.3.13. Podmiot zamierzający pełnić funkcję DUB na zasobach przyłączonych do sieci OSD, musi spełnić wymagania zawarte w pkt A.11., w tym zawrzeć umowę dystrybucji z OSD.

Umowa dystrybucji zawierana przez OSD z DUB powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oświadczenie DUB o zawarciu umowy przesyłowej umożliwiającej świadczenie usług bilansujących na RB,

b) kod identyfikacyjny DUB na RB,

c) dane o posiadanych przez podmiot odpowiednich koncesjach – jeżeli jest taki wymóg prawny,

d) osoby upoważnione do kontaktu z OSD oraz DUB, a także ich dane teleadresowe,

e) zasady zmiany DUB reprezentującego zasób URD,

f) wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB,

g) oświadczenie DUB, że posiada umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB, zgodnie z zapisami WDB,

h) zasady informowania DUB o zmianie POB_Z dla zasobów URD, dla których DUB świadczy usługi bilansujące,

i) zobowiązanie DUB do niezwłocznego informowania OSD o zaprzestaniu lub zawieszeniu działalności na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących,

j) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, DUB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, DUB świadczy usługi bilansujące zasobów przyłączonych do sieci OSDn.

A.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych

A.5.1. OSD bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej oraz sieci dystrybucyjnych, na których zostali wyznaczeni OSDn, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP, umowy zawartej z OSDp i na zasadach określonych w IRIESP i WBD oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD - Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych.

OSD bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej z OSDn.

A.5.2. W zakresie uczestnictwa OSD w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci wskazanej w pkt A.5.1.:

1) dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP - OSD w ramach obowiązków związanych z przekazywaniem danych pomiarowych do OSDp realizuje następujące zadania:

   a) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,

   b) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD do świadczenia usług bilansujących na RB,

   c) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych $_{AFD}$MB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,

   d) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych $_{AFD}$MB wraz z informacją o POB_Z tych zasobów,

e) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z i przekazuje do OSDp ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,

f) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,

g) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB,

h) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,

i) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB_Z lub DUB przez zasoby należące do URD.

2) dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP - w ramach obowiązków z związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym OSD realizuje następujące zadania:

a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB_Z,

b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z

c) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD do świadczenia usług bilansujących na RB,

d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych $_{AFD}$MB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,

e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych $_{AFD}$MB wraz z informacją o POB_Z tych zasobów,

f) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB_Z,

g) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,

h) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB,

i) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG oraz wprowadza

niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,

j) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,

k) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POB_Z lub DUB przez zasoby należące do URD.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, OSD realizuje następujące zadania:

a) przyporządkowuje sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB, przydzielonych POB_Z, na podstawie GUD lub GUD–K oraz umów dystrybucji,

b) przyporządkowuje URD do poszczególnych miejsc MDD przydzielonym sprzedawcom na podstawie GUD lub GUD-K,

c) realizuje procedurę zmiany POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME},

d) przekazuje do OSDn i OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,

e) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H,

f) przyporządkowuje do POB_Z określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i umów dystrybucji lub umów kompleksowych.

A.5.4. Dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP OSD nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej nieobjętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.

A.5.5. Dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP OSD nadaje kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSD oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

a) URD typu wytwórca – AAAA_KodOSD_W_XXXX, gdzie: …(oznaczenie literowe podmiotu)…_...(oznaczenie kodowe OSD)…_W_...(numer podmiotu)…,

b) Sprzedawca – AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie: …(oznaczenie literowe podmiotu)…_...(oznaczenie kodowe OSD)…_P_...(numer podmiotu)….

A.5.6. Oznaczenia kodowe OSD są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy OSD i OSP umowy przesyłowej.

A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji, GUD lub GUD-K pomiędzy podmiotem oraz OSD.

A.5.8. OSD nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

A.5.9. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD_AAAA _XX_XXXX (16 znaków), gdzie:

(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu)

A.5.10. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać: PDE_AAAA_KodOSD_A_XXXXXXX, gdzie:

(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod OSDp)_(typ URD)_(numer podmiotu),

A.5.11. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kod PPE jest niezmiennym numerem jednoznacznie identyfikującym PPE.

A.5.12. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

A.5.13. Dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP kody nadawane są zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp.

A.5.14. Kod PPE jest nadawany przez OSD po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci OSD, a przed zawarciem przez URD umowy, na podstawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.

A.5.15. Kod PPE jest oznaczeniem w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN, o następującej postaci:

(590)(J1J2J3J4)(S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10)(K)

gdzie:

590 - prefiks dla polskiej organizacji GS1

J1J2J3J4 - numer OSD nadawany przez polską organizację GS1

S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 - unikalna liczba nadana przez OSD dla danego PPE

K - cyfra kontrolna

W przypadku drukowania kodu PPE w postaci kodu kreskowego będzie on poprzedzony prefiksem 8018, oznaczającym, że kod ten dotyczy PPE.

A.5.16. O planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu kodów PPE OSD poinformuje sprzedawców co najmniej z 180 dniowym wyprzedzeniem.

Po tym terminie w komunikacji z PPE OSD będą stosowane wyłącznie nowe kody PPE, w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN w tym również w zakresie spraw rozpoczętych, a nie zakończonych przed terminem, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

Wraz z ww. informacją PPE OSD udostępni sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE.

Tabela przenumerowania będzie zawierała informację o starym i nowym kodzie PPE.

A.5.17. Zmiana kodów PPE nadanych przez OSD nie wymaga zmiany umów na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.

A.5.18. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE nastąpi na zasadach określonych w pkt. D.3.6.

A.5.19. Zasady nadawania kodów PPE:

a) wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,

b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.14., z zastrzeżeniem pkt. A.5.16.,

c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania OSD, w którym następuje:

- „pobieranie", „wprowadzanie" lub „pobieranie i wprowadzanie" produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci OSD przez URD_O, URD_W lub URD_{ME}, oraz
- pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń,

d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD, które są podrzędne do PPE, OSD nie nadaje odrębnego kodu PPE,

e) likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu. Likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony", a tym samym nie ma powtórnego nadawania tych samych kodów PPE,

f) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,

g) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,

h) dla punktu w sieci, w którym występuje pobieranie i wprowadzanie, nadaje się jeden kod PPE.

A.5.20. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

a) jeżeli w układzie pomiarowo-rozliczeniowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (rezerwowy, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

b) jeżeli w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego wchodzą liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

c) w budynkach wielolokalowych każdy lokal energii, posiada odrębny kod PPE,

d) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,

e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

A.6. Zasady współpracy OSDn z OSD i OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z OSD w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb:

a) rozliczeń na RB,

b) usług IRP i usług IZP,

c) rynku mocy,

d) rozliczeń usług bilansujących,

jest zawarcie stosownej umowy lub umów przez OSD z OSDn.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych o których mowa w pkt A.6.1. OSDn oraz URDn muszą posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe dostosowane do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz IRiESD.

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez OSD danych pomiarowych do OSP jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a OSP,

b) o których mowa w pkt A.6.1. odpowiednio do zakresu przekazywania danych pomiarowych,

c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a OSDn albo pomiędzy OSD a przedsiębiorstwem energetycznym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD świadczącym usługi dystrybucji dla URDn przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa lub świadczącym usługi dystrybucji dla innego przedsiębiorstwa do sieci którego są przyłączeni URDn (zwanym dalej PEP) w przypadku, gdy na sieci, której właścicielem jest to przedsiębiorstwo, funkcja operatora została powierzona innemu podmiotowi,

d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD, a POB_Z, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci PEP lub OSDn – dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

A.6.4. W celu umożliwienia OSD przekazywania danych pomiarowych do OSP dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP lub przekazywania danych pomiarowych do OSDp dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,

b) dostarczania do OSD danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilość energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe na każdy ORN doby handlowej w PPE URDn typu odbiorca, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB oraz oddzielnie w PPE URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej,

c) przekazywania do OSD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty:

1) w trybie wstępnym do godziny 6:00 doby n+1 – dla doby n,

2) w trybie podstawowym do godziny 09:00 doby n+3 – dla doby n,

3) w trybie korekty m+2 nie później niż do 10 dnia miesiąca m+1, do godz. 09:00, poprzedzającego miesiąc zgłaszania korekt - dla zgłoszenia korekt dób handlowych miesiąca m,

4) w trybie korekty m+4 nie później niż do 10 dnia miesiąca m+3, do godz. 09:00, poprzedzającego miesiąc zgłaszania korekt - dla zgłoszenia korekt dób handlowych miesiąca m,

5) w trybie korekty m+8 nie później niż do 10 dnia miesiąca m+7, do godz. 09:00, poprzedzającego miesiąc zgłaszania korekt - dla zgłoszenia korekt dób handlowych miesiąca m,

6) w trybie korekty m+15 nie później niż do 10 dnia miesiąca m+14, do godz. 09:00, poprzedzającego miesiąc zgłaszania korekt - dla zgłoszenia korekt dób handlowych miesiąca m,

d) niezwłocznego przekazywania OSD informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez sprzedawcę,

e) niezwłocznego informowania OSD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. W celu umożliwienia OSD przekazywania OSP danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń usługi IRP i usługi IZP dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP lub przekazywania danych pomiarowych do OSDp dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD,

b) przekazywania OSD dla potrzeb rozliczeń usługi IRP i usługi IZP danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,

c) przekazywania OSD dla potrzeb rozliczeń usług bilansujących danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących wielkości mocy oraz rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, odpowiednio dla każdej godziny lub dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,

d) przekazywania OSD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usługi IRP i usługi IZP, zgodnie z IRiESP,

e) przekazywania OSD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,

f) niezwłocznego informowania OSD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.6. W celu umożliwienia OSD przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rynku mocy dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP lub przekazywania danych pomiarowych do OSDp dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP, o których mowa w pkt. I.1.10., OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,

b) przekazywania do OSD danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE URDn na każdy ORN doby handlowej,

c) przekazywania do OSD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy (RRM) opracowanym przez OSP i zatwierdzonym przez Prezesa URE,

d) niezwłocznego informowania OSD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.7. Przekazywanie danych przez OSD do OSP na potrzeby rozliczeń na RB obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem RB:

a) na MB będące w posiadaniu POB_Z wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,

b) na MB będące w posiadaniu POB_Z wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej.

OSDn przekazuje OSD informacje o wyżej wymienionych POB_Z, którzy mają zawartą umowę, o której mowa w pkt A.6.3. lit. d).

A.6.8. Wyznaczanie przez OSDn danych pomiarowych i przekazywanie do OSD oraz udostępnianie OSP przez OSD tych danych, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD oraz odpowiednio zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP, WDB lub RRM.

A.6.9. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB_Z lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej w obszarze sieci OSDn lub PEP, na której operatorem jest wyznaczony OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSD danych pomiarowych na MB tego POB_Z. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDn lub PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB_Z w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB_Z (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD).

A.6.10. Zaprzestanie przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSD danych pomiarowych na MB POB_Z wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej OSDn lub PEP.

A.6.11. Przekazywanie przez OSDn do OSD danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy, odbywa się w trybie dobowym, na następujących zasadach:

a) w trybie wstępnym dla doby n do godziny 9:00 doby n+1,

b) w trybie podstawowym za miesiąc m do 3 dnia kalendarzowego miesiąca m+1,

c) w trybie dodatkowym za miesiąc m do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+2.

W przypadku zastrzeżeń dostawcy mocy w rozumieniu ustawy o rynku mocy do danych pomiarowych, OSDn rozpatruje zastrzeżenia poprzez ponowną weryfikację danych pomiarowych przekazanych w trybie podstawowym i w razie potrzeby przekazuje do OSD skorygowane dane pomiarowe do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+3.

A.6.12. Podstawą realizacji współpracy OSD z OSDp w zakresie przekazywania danych jest zawarta umowa pomiędzy OSD, a OSDp.

A.6.13. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych OSD na potrzeby rozliczeń usługi IRP i usługi IZP odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.3.2.5.

A.6.14. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych OSD na potrzeby rozliczeń usług bilansujących odbywa się na zasadach określonych w pkt A.11.3.

A.7. Zasady sprzedaży rezerwowej dla URD, którzy mają zawarte umowy kompleksowe

A.7.1. W umowie kompleksowej ze sprzedawcą, URD:

1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt A.3.7. lit. b), innego niż sprzedawca,

2) upoważnia OSD do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Upoważnienie udzielone przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze sprzedawcą za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, uważa się za równoważne w skutkach z upoważnieniem udzielonym w formie pisemnej.

Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy kompleksowej - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz o którym mowa w pkt A.3.7. lit. b) obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze zapisy ustawy o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą rezerwową umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,

2) upoważnienie dla OSD do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia, przy czym dla URD w gospodarstwie domowym powyższe upoważnienie odnosi się jedynie do rezerwowej umowy kompleksowej zawartej na odległość.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.2.4. sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego. Oświadczenie to jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę upoważnieniem udzielonym przez tego URD dla OSD spełniającym wymogi, o których mowa powyżej.

Sprzedawca na każde uzasadnione żądanie OSD, jest zobowiązany do przekazania OSD oświadczenia o zawarciu w treści umowy kompleksowej upoważnienia dla OSD. do zawarcia - w imieniu i na rzecz URD - rezerwowej umowy kompleksowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

Sprzedawca, który nie dysponuje upoważnieniem, o którym mowa powyżej nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.2.4.

A.7.2. OSD, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt A.7.3. zawiera rezerwową umowę kompleksową w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:

a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt A.3.12.,

b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt A.3.14.

2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą,

3) niezwłocznie po uzyskaniu informacji, że realizowana przez OSD umowa kompleksowa z URD w gospodarstwie domowym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa, jest nieważna;

- jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:

i. w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) oraz 3) powyżej – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy kompleksowej,

ii. w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) powyżej – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania rezerwowej umowy kompleksowej.

Zasady składania oferty oraz wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.7. oraz IRiESD.

A.7.3. OSD nie zawrze rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:

1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 oraz w art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7.), albo rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść URD w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego URD decyzji przez Prezesa URE,

2) wyprowadzenia URD z PPE.

A.7.4. Sprzedawca, który zawarł z OSD umowę, o której mowa w pkt A.4.3.7., która umożliwia zawieranie rezerwowych umów kompleksowych na obszarze OSD, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym OSD ofertę zawarcia rezerwowych umów kompleksowych.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt A.4.3.7.

A.7.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy kompleksowej, a:

1) w umowie kompleksowej zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD rezerwowej umowy kompleksowej; albo

2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej;

– OSD, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy

kompleksowej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę albo rezerwowej umowy kompleksowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia OSD oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.7.

A.7.6. OSD w terminie 5 dni kalendarzowych:

1) od złożenia sprzedawcy oświadczenia, o którym mowa w pkt A.7.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego warunków rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny, albo

2) od złożenia sprzedawcy z urzędu oświadczenia, o którym mowa w pkt A.7.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

A.7.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSD o zakończeniu rezerwowej umowy kompleksowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.7.5., zgodnie z pkt D.1.7.

A.7.8. OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt C.1.18.

A.7.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy kompleksowej i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.10. W przypadku, gdy rezerwowa umowa kompleksowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSD nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2., OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.11. OSD zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.7.5. albo rezerwowej umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.7.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.8. Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej dla URD, którzy mają zawarte umowy dystrybucji

A.8.1. W umowie o świadczenie usługi dystrybucji URD:

1) wskazuje wybranego przez siebie sprzedawcę rezerwowego z wykazu, o którym mowa w pkt A.3.7. lit. a), innego niż sprzedawca podstawowy,

2) upoważnia OSD do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez

dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez siebie sprzedawcą rezerwowym.

Wymóg, aby sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy sprzedaży - nie dotyczy przypadku, gdy wykaz, o którym mowa w pkt A.3.7. lit. a), obejmuje tylko jednego sprzedawcę.

Mając na uwadze zapisy ustawy o prawach konsumenta, upoważnienie udzielone przez URD będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę sprzedaży rezerwowej bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powinno zawierać dodatkowo:

1) oświadczenie tego URD, że został poinformowany o prawie do odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia,

2) upoważnienie dla OSD do żądania w imieniu tego URD, rozpoczęcia umowy sprzedaży rezerwowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa, liczonego od dnia jej zawarcia, przy czym dla URD w gospodarstwie domowym powyższe upoważnienie odnosi się jedynie do umowy sprzedaży rezerwowej zawartej na odległość.

Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2.4., sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.

OSD na każde uzasadnione żądanie sprzedawcy rezerwowego, jest zobowiązany do przekazania temu sprzedawcy oświadczenia o zawarciu w treści umowy o świadczenie usług dystrybucji upoważnienia dla OSD do zawarcia – w imieniu i na rzecz URD – umowy sprzedaży rezerwowej ze wskazanym przez tego URD sprzedawcą rezerwowym, nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

A.8.2. OSD, z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt A.8.3., zawiera umowę sprzedaży rezerwowej w imieniu i na rzecz URD ze sprzedawcą rezerwowym:

1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:

   a) sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt A.3.12.,

   b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania, o której mowa w pkt A.3.13.,

2) w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą,

3) niezwłocznie po uzyskaniu informacji, że realizowana przez OSD umowa sprzedaży z URD w gospodarstwie domowym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa, jest nieważna;

– jeżeli nie dokonano powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.2. lub gdy sprzedawca wybrany przez URD nie podjął sprzedaży.

Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia o przyjęciu jego oferty w terminie:

a) w przypadkach, o których mowa w ppkt. 1) oraz 3) powyżej – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej;

b) w przypadku, o którym mowa w ppkt. 2) powyżej – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.6. oraz IRiESD.

A.8.3. OSD nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej w sytuacji:

1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.1.7.), albo rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść URD w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego URD decyzji przez Prezesa URE,

2) wyprowadzenia URD z PPE.

A.8.4. Sprzedawca, który zawarł z OSD umowę, o której mowa w pkt A.4.3.6., która umożliwia zawieranie umów sprzedaży rezerwowej na obszarze OSD, w przypadku wyrażenia woli pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego, składa tym samym do OSD ofertę zawarcia umów sprzedaży rezerwowej.

Zakończenie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany umowy, o której mowa w pkt A.4.3.6.

A.8.5. Jeżeli sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej URD, w ramach umowy sprzedaży, a:

1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej przez tego URD nie został wskazany sprzedawca rezerwowy lub umowa ta nie zawiera upoważnienia OSD do zawarcia w imieniu i na rzecz URD umowy sprzedaży rezerwowej albo

2) sprzedawca rezerwowy wskazany przez tego URD nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej;

– OSD, działając w imieniu i na rzecz tego URD, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

Zawarcie umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

Umowa kompleksowa jest zawierana na warunkach dotychczasowej umowy dystrybucyjnej w zakresie warunków świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę albo umowy sprzedaży rezerwowej przez sprzedawcę rezerwowego lub niepodjęcia sprzedaży rezerwowej przez takiego sprzedawcę.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.

W przypadku zawarcia umowy kompleksowej stosuje się pkt B.5.

Sprzedawca z urzędu jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania umów kompleksowych z URD, na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7. i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

Sposób składania oferty oraz składania oświadczeń o przyjęciu oferty, a także wzór oświadczenia o przyjęciu oferty określa umowa, o której mowa w pkt A.4.3.7.

A.8.6. OSD w terminie 5 dni kalendarzowych:

1) od złożenia sprzedawcy przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt A.8.2., wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, innych warunków umowy sprzedaży rezerwowej, w tym ceny, albo

2) od złożenia sprzedawcy z urzędu przez OSD oświadczenia, o którym mowa w pkt A.8.5. wyśle URD informację o zawarciu i przyczynach zawarcia umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy z urzędu i jego danych teleadresowych.

A.8.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadomić OSD o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.8.5., zgodnie z pkt D.1.7.

A.8.8. OSD udostępnia sprzedawcy rezerwowemu dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD, zgodnie z zasadami wskazanymi w pkt C.1.18.

A.8.9. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. ustawy Prawo energetyczne, OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.10. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a OSD nie otrzymał informacji o zawarciu przez URD umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2., OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.8.11. OSD zaprzestaje realizacji umowy kompleksowej, o której mowa w pkt A.8.5. albo umowy sprzedaży rezerwowej, o której mowa w pkt A.8.2., z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, świadczenia usługi kompleksowej albo sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.9. Zasady wymiany informacji

A.9.1. Wymiana informacji pomiędzy OSD i sprzedawcami odbywa się pisemnie lub, o ile umowy w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. tak stanowią, pocztą elektroniczną na wskazane w tej umowie adresy e-mail lub w inny sposób wskazany w tej umowie. Wymiana informacji z OSD odbywa się w języku polskim.

Po uruchomieniu dedykowanego systemu informatycznego OSD wymiana informacji między OSD i sprzedawcami będzie się odbywać poprzez dedykowany system informatyczny OSD, będzie zgodna z dokumentem „Standardy wymiany informacji" (SWI), opublikowanym na stronie internetowej OSD.

O zmianie „Standardów wymiany informacji" OSD informuje sprzedawców, posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie, na min. 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb OSD.

W przypadku, gdy zmiany „Standardów wymiany informacji" wynikają ze zmian przepisów prawa, OSD informuje sprzedawców, posiadających zawarte umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie, o terminie wejścia w życie zmian „Standardów wymiany informacji", które wynikają z tych zmian prawnych.

A.9.2. Wymiana pomiędzy OSD a OSP danych strukturalnych i planistycznych odbywa się zgodnie z IRiESP. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM i IRiESP oraz OSD, służy system informatyczny OSP składający się z:

a) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych - PWDS,

b) Portalu Wymiany Danych Planistycznych - PWDP.

A.9.3. Wymiana informacji pomiędzy OSD a sprzedawcami, o której mowa w pkt A.9.1., dotycząca zgłoszeń i powiadomień planowanych do realizacji na datę późniejszą niż dzień kalendarzowy uruchomienia produkcyjnego CSIRE, nie będą przyjmowane przez OSD do realizacji.

A.9.4. Sprzedawca jest zobowiązany do aktualizacji danych przekazanych do OSD w powiadomieniu, o którym mowa w pkt D.2.4., związanych z realizowanymi umowami kompleksowymi lub umowami sprzedaży. Aktualizacja tych danych odbywa się według pkt A.9.1., zgodnie z SWI.

OSD, na dzień uruchomienia produkcyjnego CSIRE, będzie realizował umowy kompleksowe lub umowy sprzedaży, zgodnie z danymi posiadanymi na ten dzień w systemie, o którym mowa w pkt A.9.1.

A.10. Zasady współpracy dotyczące usługi IRP i usługi IZP

A.10.1. Postanowienia ogólne

A.10.1.1. Usługa IRP lub usługa IZP jest świadczona na rzecz OSP przez podmioty dysponujące sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej interwencyjnej dostawy mocy czynnej w zakresie redukcji lub zwiększenia przez odbiorców wielkości pobieranej mocy z sieci dystrybucyjnej OSD.

A.10.1.2. Usługa IRP polega na redukcji przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy. Usługa IZP polega na zwiększeniu przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy. W przypadku ORed z generacją wewnętrzną:

1) usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci,

2) usługa IZP może również obejmować redukcję wprowadzania mocy do sieci.

A.10.1.3. Usługa IRP i u sługa IZP może być świadczona za pomocą **ORed** posiadających Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych w pkt A.10.2.

Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.10.1.4. OSP nie korzysta z usługi IRP lub usługi IZP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej **11 stopnia zasilania**, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.

A.10.2. Certyfikacja ORed

A.10.2.1. Postanowienia ogólne

A.10.2.1.1. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.2. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających następujące kryteria:

1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;

2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:

   a) spełniające wymagania techniczne określone w IRiESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

   b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do LSPR OSD oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDp,

   c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie do OSD w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSD oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn.

A.10.2.1.3. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę IRP lub usługę IZP przyłączone są 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.

A.10.2.1.4. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

1) OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDp;

   OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu.

2) OSDp we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSDp i OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSD,

   OSD wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSD otrzyma od odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci dystrybucyjnej innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSDp, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

3) OSDn we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSDp.

Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.4. wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn OSD OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze IRP i usłudze IZP („system IP DSR") oraz 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 A.10.2.1.2.

OSDn 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.

Jeśli 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.

A.10.2.1.5. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

1) objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 Ustawy.

2) mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.1.6. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 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.

A.10.2.1.7. W przypadku, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 2), proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.10.2.2. Certyfikacja w trybie podstawowym

A.10.2.2.1. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. A.10.2.1.6. ppkt 1) dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.2.2. OSD, OSDp oraz OSDn 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 kalendarzowych 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, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), lub

2) odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1), lub

3) odpowiednio OSD, OSDp albo OSDn pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania 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.

A.10.2.2.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.

A.10.2.2.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.2.3., jest pozytywny, to odpowiednio OSD, OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSD, OSDp albo OSDn informuje odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

A.10.2.2.5. Jeżeli przyczyną niewydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. pkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSD, OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.2.6. 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, o którym mowa w pkt A.10.2.1.5. ppkt 1).

A.10.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

A.10.2.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.2.1.6. ppkt 2) i pkt A.10.2.1.7. dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.3.2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

1) OSD, OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSD, OSDp;
2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD lub kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSD, OSDp lub OSDn.

A.10.2.3.3. 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 e-mail 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 e-mail 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 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 A.10.2.1.2.;
5) 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 dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji;
6) oświadczenia odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
   a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSD),

b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSD i OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),

c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP lub usługę IZP),

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 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, OSD albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,

7) 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).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSD lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSD wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed składa się do OSD wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji odbiorcy w ORed wraz z plikiem edytowalnym tego wniosku. Wniosek składany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

Na każde żądanie OSD, odbiorca w ORed dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej przez upoważnionego przedstawiciela odbiorcy w ORed.

A.10.2.3.4. Certyfikacja ORed obejmuje weryfikację:

1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;

2) poprawności kodów 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 PPE;

4) spełniania kryteriów, o których mowa w pkt A.10.2.1.2.

A.10.2.3.5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio OSD albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.10.2.3.6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. ppkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSD albo OSDn układów

pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.3.7. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4., jest pozytywny, wówczas odpowiednio OSD albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.2.3.8. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku - dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.3.4. i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt A.10.2.1.4. ppkt. 3) do upoważnionego OSD.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSD wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu Certyfikatu dla ORed podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn wraz z plikiem edytowalnym tego certyfikatu. Dodatkowo OSDn przekazuje skan pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. ppkt 3). Certyfikat dla ORed przekazywany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

Na każde żądanie OSD, OSDn dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały Certyfikatu dla ORed i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.10.2.1.4. pppkt. 3), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.4.

A.10.2.3.9. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSD albo OSDn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSD celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.10.2.4. Certyfikat dla ORed

A.10.2.4.1. Certyfikat dla ORed zawiera:

1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.10.2.1.4. ppkt. 3) zdanie drugie;
2) lokalizację sieciową ORed – 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 A.10.2.4.5. zdanie trzecie;
4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSD (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 OSD 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 A.10.2.4.4. ppkt 3) lit. a);
8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

A.10.2.4.2. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt A.10.2.2.3.

i A.10.2.3.4., OSD albo OSD 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. 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 będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

A.10.2.4.3. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny".

A.10.2.4.4. 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 do OSD dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń odbiorcy w ORed:

1) zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
   a) OSD do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSD),
   b) OSDn do OSD i OSD 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 usługę IRP),
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 dystrybucji,
   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 e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
   e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSD albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

W przypadku ORed przyłączonego do sieci OSDn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDn. Następnie OSDn informuje OSD o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie OSD, OSDn dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

A.10.2.4.5. Zgody, o których mowa w pkt A.10.22.4.4. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRiESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.4.4., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny".

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.22.4.4. ppkt 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 OSD dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt A.10.2.4.4.

A.10.2.4.6. OSP publikuje na swojej stronie internetowej 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.

A.10.2.4.7. Odpowiednio OSD albo OSD upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

1) pozyskania informacji wskazujących, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2.; OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSD, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR;

2) wstrzymania świadczenia usług dystrybucji odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy w ORed usługi dystrybucji.

Odpowiednio OSD 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 DSRDSR.

Za datę wygaszenia Certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSD w systemie IP DSR.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi IRP lub usługi IZP. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny" wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez OSD do OSP.

A.10.2.4.8. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny"), w tym w szczególności zakresu 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. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.10.2.1.2. odpowiednio OSD albo OSD 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 OSD 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.

A.10.2.4.9. 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 A.10.2.4.4. i A.10.2.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

A.10.2.4.10. OSD 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 A.10.2.4.4. i A.10.2.4.6.

A.10.3. Zasady udostępniania danych pomiarowych ORed

A.10.3.1. Dla obszarów OSD nie objętych umową przesyłową z OSP

A.10.3.1.1. Udostępnianie OSP danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.10.3.1.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP i usługi IZP.

A.10.3.1.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do właściwego OSDp, po otrzymaniu przez OSD od OSDp lub OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP, w wyniku wezwania OSP do redukcji w ramach tej usługi.

OSD po otrzymaniu od OSDp powyższych informacji, dokonuje (w dobie d+2) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni kalendarzowych. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.10.3.1.7. – A.10.3.1.9.

OSD przekazuje do OSDp dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt A.10.3.1.5.

A.10.3.1.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, OSD przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.1.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią dystrybucyjną OSD.

A.10.3.1.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjna OSD, zobowiązany jest do przekazywania do OSD danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.3.1.3., w terminie 1 dnia kalendarzowego od otrzymania informacji od OSD,

2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby d), o którym mowa w pkt A.10.3.1.7., w terminie do doby d+1,

3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt A.10.3.1.8, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+1,

4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.3.1.9., za miesiąc m, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego odpowiednio miesiąca m+2 lub m+4.

OSDn przekazuje do OSD dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSD dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych pomiarowych określa OSD zgodnie ze standardami WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

A.10.3.1.6. OSD przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe zgodnie z umową, o której mowa w pkt A.4.3.8.

A.10.3.1.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.1.6. dla doby d są przekazywane przez OSD do OSDp w trybie wstępnym od doby d+1 do doby d+2.

A.10.3.1.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m, OSD dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSDp danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSD i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSD zgodnie z pkt A.10.3.1.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez OSD do OSDp za miesiąc m od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca m+1.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSDp inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu kalendarzowym miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania do OSD o dane pomiarowe dla wskazanych PPE.

W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSD przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSD w trybie podstawowym m+1, OSDp do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt A.10.3.1.7.

W trybie podstawowym m+1 wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSD do OSDp, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.10.3.1.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSDp danych pomiarowych na zasadach opisanych w IRiESD OSDp.

Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca m+2 i m+4.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSDp inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia kalendarzowego miesiąca m+2 i m+4 poprzez wysłanie do OSD zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

A.10.3.1.10. Dane pomiarowe dla doby n są przekazywane przez OSDn do OSD w trybie wstępnym

od doby n+1.

A.10.3.1.11. Do 4 dnia po zakończeniu miesiąca m, OSDn dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSD danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSD zgodnie z pkt A.10.3.1.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDn do OSD za miesiąc m od 1 do 4 dnia kalendarzowego miesiąca m+1.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSD inicjuje proces pozyskiwania danych w 4 dniu kalendarzowym miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania do OSDn o dane pomiarowe dla wskazanych PPE.

W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDn przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDn w trybie podstawowym m+1, OSD do rozliczeń przyjmuje dane w dobie d+1.

W trybie podstawowym m+1 wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSDn do OSD, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.10.3.1.12. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDn do OSDp danych pomiarowych na zasadach opisanych w IRiESD.

Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 4 dnia kalendarzowego miesiąca m+2 i m+4.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSD inicjuje proces pozyskiwania danych 4 dnia kalendarzowego miesiąca m+2 i m+4 poprzez wysłanie do OSDn zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDn przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

A.10.3.1.13. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP lub usługę IZP wyłącznie przez OSP.

A.10.3.2. Dla ORed dla obszarów OSD objętych umową przesyłową z OSP:

A.10.3.2.1. Udostępnianie OSP danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.10.3.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.

A.10.3.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSD od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP, w wyniku wezwania OSP do redukcji w ramach tej usługi.

OSD po otrzymaniu informacji od OSP, dokonuje (w dobie *d+4*) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni kalendarzowych. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.10.3.2.8. – A.10.3.2.9.

OSD przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie

określonych w pkt A.10.3.2.5.

A.10.3.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, OSD przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią dystrybucyjną OSD.

A.10.3.2.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSD, zobowiązany jest do przekazywania OSD danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.3.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSD,
2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby d), o którym mowa w pkt A.10.3.2.7., w terminie do doby d+2,
3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt A.10.3.2.8., w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+1,
4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.3.2.9., za miesiąc m, w terminie od 1 do 2 dnia kalendarzowego odpowiednio miesiąca m+2 lub m+4.

OSDn przekazuje do OSD dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSD dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych pomiarowych określa OSD zgodnie ze standardami WIRE.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

A.10.3.2.6. OSD przekazuje do OSP poprzez system WIRE dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.10.3.2.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.10.3.2.6., dla doby d są przekazywane przez OSD do OSP w trybie wstępnym od doby d+1 do doby d+4.

A.10.3.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m, OSD dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSD i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym m+1. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSD zgodnie z pkt A.10.3.2.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez OSD do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca m+1.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu kalendarzowym miesiąca m+1 poprzez wysłanie zapytania do OSD o dane pomiarowe dla wskazanych PPE.

W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSD przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSD w trybie podstawowym m+1, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt

A.10.3.2.7.

W trybie podstawowym m+1 wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSD do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.10.3.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia kalendarzowego miesiąca m+2 i m+4.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia kalendarzowego miesiąca m+2 i m+4 poprzez wysłanie do OSD zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

A.10.3.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP lub usługę IZP wyłącznie przez OSP.

A.11. Zasady współpracy dotyczące usług bilansujących

A.11.1. Wymagania ogólne

A.11.1.1. DUB może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo zasobów:

1) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub

2) w odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących

świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

A.11.1.2. Świadczenie przez DUB usług bilansujących na rzecz OSP, z wykorzystaniem zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się zgodnie z WDB oraz IRiESD.

Warunkiem świadczenia tych usług jest zawarcie przez DUB z OSD umowy, o której mowa w pkt A.4.3.12.

A.11.1.3. DUB może świadczyć usługi bilansujące po utworzeniu JG oraz po ukończeniu procesu kwalifikacji wstępnej zgodnie z WDB. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi OSP na wniosek URD będącego właścicielem zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.

A.11.1.4. Dla potrzeb świadczenia usług bilansujących przyporządkowanie do JG zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn jest realizowane:

1) w przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie $_{FZ}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,

2) w pozostałych przypadkach – poprzez wprowadzenie odpowiednich typów $_{AFD}$MB, o których mowa w pkt A.3.4., reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu oraz ich przyporządkowanie do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB,

przy czym każde PPE lub zbiór PPE definiujący pojedynczy zasób może być przyporządkowany tylko do jednej JG.

A.11.1.5. OSD:

1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD, przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci o napięciu znamionowym 110 kV albo węzła łączącego sieć SN z siecią o napięciu znamionowym 110 kV, w podziale na szyny po stronie SN, na potrzeby świadczenia usług bilansujących,

2) współpracuje z OSP w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD,

3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, w szczególności w zakresie danych pomiarowych.

A.11.2. Zasady kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących

A.11.2.1. Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym w WDB.

OSD uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy OSD a OSDn, powinny być przekazywane w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

A.11.2.2. OSP po otrzymaniu wniosku dotyczącego przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących w terminach określonych w WDB, dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wynikającym z Załącznika nr 2 do WDB.

A.11.2.3. W przypadku zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD lub do sieci dystrybucyjnej OSDn połączonej z siecią dystrybucyjną OSD, OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt A.11.2.2., przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących do OSD, w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.

A.11.2.4. OSD, we współpracy z OSDn, w terminie 4 tygodni od otrzymania od OSP wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie:

1) wielkości mocy wskazanych usług bilansujących, z prawem do ograniczenia wielkości mocy tych usług lub wyłączenia możliwości ich świadczenia przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej ze względów technicznych, uwzględniając położenie geograficzne zasobów,

2) wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru, jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we wniosku wymaga, zgodnie z Ustawą, koncesji albo wpisu do rejestru,

3) zapewnienia zgodności układów pomiarowo-rozliczeniowych z wymaganiami technicznymi określonymi w IRiESD, w szczególności z uwzględnieniem, że układ ten:

   a) jest wyposażony w LZO, rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB,

   b) umożliwia pozyskanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony,

4) weryfikacji zgodności wskazanego we wniosku kodu zasobu z kodem nadanym w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych zasobu w bazie danych OSP; w przypadku gdy nie dokonano zgłoszenia zasobu do bazy danych OSP, OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony, ma obowiązek rozpocząć proces rejestracji tego zasobu,

5) weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów mających tworzyć JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.

OSDn dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie wskazanym powyżej, w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

OSD może wystąpić z wnioskiem do OSP o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3.

A.11.2.5. OSD przekazuje do OSP oraz OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji OSD wskazuje, uwzględniając postanowienia art. 182 ust. 4 SO GL, wielkości mocy, które mogą być kwalifikowane do świadczenia usług bilansujących ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej, oraz wskazuje kody węzłów odwzorowania zasobu lub grupy zasobów w poszczególnych węzłach sieci dystrybucyjnej. Wielkości mocy przekazane przez OSD, o których mowa w zdaniu poprzednim, mogą być niższe od wnioskowanych wielkości mocy kwalifikowanych lub możliwość świadczenia danej usługi bilansującej może zostać wyłączona. W takich przypadkach OSD przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.

A.11.2.6. Po zakończeniu przez OSP weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.11.2.3., OSP przesyła OSD dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.2.7. OSP realizuje proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zgodnie z WDB. W ramach realizacji procesu OSP przesyła OSD dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.11.3. Zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb usług bilansujących

A.11.3.1. Przekazywanie OSP danych pomiarowych dla zasobów URD lub grupy zasobów URD realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.11.3.2. OSD przekazuje OSP dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, poprzez system WIRE na zasadach i w terminach określonych w WDB oraz w umowie przesyłowej. Dane te są przekazywane w odniesieniu do zasobów URD uczestniczących w świadczeniu usług bilansujących.

A.11.3.3. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSD do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.

A.11.3.4. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD, zobowiązany jest do przekazywania OSD danych pomiarowych, zgodnie z OREB, dotyczących zasobów przyłączonych do

jego sieci tworzących JG, w zakresie i w terminach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

OSDn przekazuje **OSD** dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez **OSD** dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) z dokładnością do 0,001 MWh.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej lub serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.8.

B. Zasady zawierania umów dystrybucji z URD

B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_O, URD_W oraz URD_{ME} lub przyłączanego do sieci OSD lub podmiotu pobierającego energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD. Umowa dystrybucji może być zawierana wyłącznie z URD_O nie będącymi URD w gospodarstwie domowym.

Wzór wniosku jest przygotowany przez OSD i opublikowany na stronie internetowej OSD.

B.2. OSD w terminie:

1) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy - dla URD_O zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
2) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_O innych niż ppkt 1);

wysyła:

a) parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej na adres wskazany przez URD_O we wniosku o zawarcie umowy, albo
b) umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URD_O we wniosku o świadczenie usług dystrybucji zawarcie umowy.

W przypadku złożenia wniosku o zawarcie umowy przez URD_O w gospodarstwie domowym, w tym przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego będącego URD_O w gospodarstwie domowym, OSD w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia tego wniosku wysyła informację o negatywnej weryfikacji na adres wskazany we wniosku.

Podpisana jednostronnie przez URD_O umowa dystrybucji, w treści wysłanej przez OSD i uzgodnionej przez OSD i URD_O, powinna być dostarczona do OSD nie później niż do dnia otrzymania przez OSD powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., z zastrzeżeniem pkt B.8.

W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny nie będący URD_O w gospodarstwie domowym zawrze umowę sprzedaży ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, OSD zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucji lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucji w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucji.

B.3. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, z którym URD_O ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, w przypadku gdy umowa sprzedaży energii

zawarta przez URDO ze sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.

B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez OSD dla URDO posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy OSD a sprzedawcą oraz w IRiESD.

B.5. W przypadku zawarcia przez URDO z wybranym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi kompleksowej zgodnie z IRiESD-Bilansowanie, umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji zawartą z OSD, której stroną był ten URDO. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.

B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usługi kompleksowej określa rozdział F.

B.7. W przypadku URDO przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSD albo pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci OSD lub zmiany URDO dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD albo pobierającego energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci OSD, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt B.2. – B.7.

B.8. Dla URDO posiadającego umowę kompleksową nie będącego URDO w gospodarstwie domowym, który chce zawrzeć umowę dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URDO wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.4., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli tego URDO (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej OSD) obejmującego zgodę URDO na zawarcie umowy dystrybucji energii elektrycznej z OSD, na warunkach wynikających z:

a) wzoru umowy dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej OSD i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,

b) Taryfy OSD oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSD,

c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z Taryfą OSD oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w lit. a).

W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, sprzedawca, który nie dysponuje oświadczeniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2.4. Pod warunkiem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, zawarcie umowy dystrybucji pomiędzy URDO i OSD następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem rozpoczęcia realizacji umowy sprzedaży zgłoszonej zgodnie z pkt D.2. W terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, OSD wysyła do URDO potwierdzenie treści zawartej Umowy dystrybucji.

W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URDO będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą Umowę dystrybucji bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, wówczas złożenie przez sprzedawcę tego oświadczenia jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę oświadczeniem URDO będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URDO żąda rozpoczęcia świadczenia

przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej przed upływem terminu 14 dni kalendarzowych na odstąpienie od Umowy dystrybucji zawartej na odległość albo poza lokalem OSD, liczonego od dnia jej zawarcia.

Oświadczenie złożone przez URD_O zgodnie ze wzorem, o którym mowa powyżej, może być także złożone za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość. Na każde uzasadnione żądanie OSD sprzedawca jest zobowiązany do przedłożenia OSD oryginału oświadczenia URD_O albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez pełnomocnika sprzedawcy, nie później niż w terminie do 7 dni kalendarzowych od dnia otrzymania żądania w formie w jakiej to oświadczenie zostało złożone sprzedawcy.

Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny sposób ustalony między OSD i sprzedawcą.

OSD informuje sprzedawców posiadających zawarte GUD o zmianie wzoru oświadczenia wraz z odnośnikiem do miejsca jego opublikowania na stronie internetowej OSD, z co najmniej 10-dniowym wyprzedzeniem przed datą początku obowiązywania zmienionego wzoru oświadczenia. Informacja taka jest przekazywana na adres poczty elektronicznej sprzedawcy, wskazany w GUD. Zmiana wzoru oświadczenia przez OSD nie wymaga zmiany uzyskanych wcześniej oświadczeń, które pozostają nadal w mocy. Powyższe nie dotyczy przypadków wynikających ze zmian obowiązującego prawa. W razie rozbieżności pomiędzy treścią wzoru oświadczenia opublikowanego na stronie internetowej OSD, a treścią oświadczenia przekazanego sprzedawcy, sprzedawca pozyskuje od URD oświadczenie o treści zgodnej ze wzorem przekazanym sprzedawcy przez OSD.

B.9. W przypadku zawarcia przez URD_O z OSD umowy dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSD.

B.10. Świadczenie usług dystrybucji dla URD_w oraz URD_{ME} w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy dystrybucji zawartej z OSD. Umowa dystrybucji z URD_w oraz URD_{ME} jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1., po wskazaniu POB_Z przez URD_w oraz URD_{ME}.

Wskazanie POB_Z następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

B.11. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD, z URD_O wytwarzającymi energię w mikroinstalacji odbywa się na podstawie umowy dystrybucji, z wyłączeniem Prosumentów posiadających umowy kompleksowe korzystających z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE.

W przypadku, gdy URD_O posiadający mikroinstalację nie poinformuje OSD, w sposób określony w pkt II.1.2. (wniosek dla mikroinstalacji) albo w pkt II.1.21. (zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji), o zamiarze sprzedaży energii elektrycznej sprzedawcy wybranemu lub sprzedawcy zobowiązanemu wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD, wówczas taki URD_O jest traktowany jako podmiot korzystający z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE.

B.12. Świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej odbywa się na podstawie tylko jednej umowy, tj. umowy dystrybucji lub umowy kompleksowej.

B.13. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej wykaz informacji, które zgodnie z art. 12 ust. 1 ustawy o prawach konsumenta winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę dystrybucji z OSD.

B.14. W przypadku złożenia, zgodnie z pkt D.2.12., przez sprzedawcę i przyjęcia przez OSD oświadczenia o anulowaniu powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży, o którym mowa w pkt D.2.4., Umowa dystrybucji, o której mowa:

a) w pkt B.8. nie jest zawierana,

b) w pkt B.2. nie ulega rozwiązaniu i nie jest realizowana przez OSD do dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę zgodnie z rozdziałem D IRiESD - Bilansowanie.

B.15. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy dystrybucji następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

C. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych

C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo rozliczeniowych

C.1.1. OSD na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania OP w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i $_{F}$MB przypisanych do MB, które składają się na JB_{OS} będącą w posiadaniu OSD jako POB_{OSD}. OSD może zlecić realizację funkcji OP, w całości bądź w części, innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń m.in. na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

a) eksploatację i rozwój LSPR, służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,

b) akwizycję danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej OSD,

c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,

d) dla obszarów nie objętych umową przesyłową przekazywanie do OSP poprzez OP-OSDp, OSDp (do których OSD posiada przyłączone miejsca dostarczania), POB_{Z}, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, na podstawie umowy zawartej z OSDp,

e) dla obszarów objętych umową przesyłową udostępnianie OSP, sąsiednim OSDp, POB_{Z}, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,

f) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w lit. d) oraz w lit. e), dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3. OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez LSPR. OSD pozyskuje te dane w postaci:

a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu;

b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

OSD pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:

1) w lit. a) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę,

2) w lit. b) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSD a URD albo umów kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSD harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych albo w umowach kompleksowych.

C.1.4. OSD wyznacza rzeczywiste ilości energii, o których mowa w pkt C.1.2. lit. c), C.1.2. lit. d) i C.1.2. lit. e), w podziale na energię pobraną z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzoną do tej sieci.

C.1.5. OSD wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci na podstawie:

a) danych pomiarowych pozyskanych z punktów pomiarowych lub

b) zastępczych danych pomiarowych, wyznaczonych na podstawie rzeczywistych ilości energii elektrycznej oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub systemu zdalnego odczytu lub braku układu transmisji danych, lub

c) zastępczych danych pomiarowych, w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych, lub

d) standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale G., ilości energii elektrycznej wyznaczonej w sposób określony w lit. a), b) lub c) oraz algorytmów agregacji dla tych PPE, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD lub wprowadzonej do tej sieci, wykorzystuje się w pierwszej kolejności układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy. W przypadku awarii lub wadliwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego lub braku możliwości pozyskania przez OSD danych pomiarowych, OSD wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.7.

C.1.7. OSD wyznacza zastępcze dane pomiarowe:

1) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, z uwzględnieniem:

   a) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z tego samego okresu, lub

   b) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego okres braku rzeczywistych danych pomiarowych lub następującego po tym okresie,

z uwzględnieniem charakterystyki zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych;

2) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, z uwzględnieniem średniodobowego przepływu energii elektrycznej w ostatnim

okresie rozliczeniowym za świadczone usługi dystrybucji, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili przepływu energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego przepływu energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.

OSD wyznacza skorygowane dane pomiarowe:

1. z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub
2. analogicznie, jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, jeżeli określenie współczynników korekcyjnych nie jest możliwe.

Powyższe zasady nie mają zastosowania, jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego zachodzi konieczność wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych, jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy.

W takim przypadku, ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe.

C.1.8. W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSD rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od OSD, OSD wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,
2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla pozostałych URD.

C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.

Sposób udostępniania danych pomiarowych sprzedawcom określają umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

C.1.10. Na potrzeby rozliczeń RB, OSD wyznacza i udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, dla:

a) OSP jako zagregowane MB RB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB,
b) POB_Z jako zagregowane MB RB i MDD bilansowanych sprzedawców oraz dane bilansowanych URD_W i URD_{ME},
c) sprzedawców jako zagregowane MDD, zachowując zgodność przekazywanych danych ww. Podmiotom.

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSD udostępnia z dokładnością do 1kWh następujące dane pomiarowe:

a) sprzedawcom:

i. o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy OSD, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, zmiany odbiorcy przyjętej przez OSD, także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy OSD, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych,

ii. za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, po ich uzyskaniu przez OSD, zgodnie z pkt. C.1.3. lit. a);

iii. oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej lub urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD posiadającego mikroinstalację, a także odbiorców pobierających energię elektryczną z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD oraz zwracających energię elektryczną do Elektrycznej trakcji kolejowej w następstwie hamowania pojazdu kolejowego.

b) URD:

i. o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,

ii. dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN – na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie dystrybucji lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy URD a OSD.

C.1.12. OSD udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe na zasadach określonych w GUD oraz niniejszej IRiESD. OSD udostępnia również wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez OSD). Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD lub GUD-k. Wstępne dane pomiarowe nie są podstawą do rozliczeń.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,

b) korekty danych składowych,

c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych i zgłaszane:

i. dla obszarów nie objętych umową przesyłową z OSP, OP-OSDp zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OP-OSDp,

ii. dla obszarów objętych umową przesyłową z OSP, są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku korekty danych pomiarowych, OSD przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt C.1.10. b) i c).

2) URD, korygowane są w przypadku:

a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,

b) korekty danych składowych,

c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

W przypadku korekty danych pomiarowych, OSD przekazuje sprzedawcy skorygowane dane.

OSD dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

C.1.14. URD, sprzedawcy, OSDn oraz POB_Z mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H. niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.1.15. Dla wyznaczenia ilości energii elektrycznej na potrzeby pobierania opłaty mocowej od Odbiorców rozliczanych w grupie taryfowej Bt21 stosuje się metodę określoną w Załączniku nr 4 do IRiESD.

C.1.16. OSD wyznacza energię rzeczywistą w Miejscach Bilansowania typu MB_{OSD} oraz MB_{ZW} na podstawie zapisów WDB oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP oraz odpowiednio umowy zawartej pomiędzy parą OSDp.

C.1.17. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy OSD, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.

C.1.18. OSD w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

OSD w terminie 14 dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

C.1.19. OSD wraz z fakturą za świadczone usługi dystrybucji przedstawia URD informacje o:

1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;

2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;

3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.1.20. OSD po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawia sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową informacje o:

1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;

2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;

3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.1.21. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a Prosumentem lub Prosumentem zbiorowym, OSD udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące 15 minutowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD, odpowiednio przez Prosumenta lub Prosumenta zbiorowego, przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z tej sieci dystrybucyjnej, zarejestrowanej uprzednio przez LZO na wszystkich fazach instalacji elektrycznej, dokonywanym w LSPR.

C.1.22. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia 15 minutowej ilości pobranej energii elektrycznej, to OSD ustala 15 minutowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem standardowego profilu zużycia, o którym mowa w rozdziale G.

C.1.23. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą, a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, OSD udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące 15 minutowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD i z tej sieci pobranej, przez wszystkich wytwórców i odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz, wyznaczone w systemie informatycznym OSD.

C.1.24. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt C.1.23., są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej:

1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz;

2) pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.

C.2. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych dla MDD POBzsu (metoda roczna)

C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wymaga realizacji następujących działań:

1) określenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS},

2) określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze OSD, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU},

3) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej,

4) wyznaczenie ilości energii elektrycznej w MDD POB_{ZSU}.

C.2.2. Określanie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} OSD odbywa się według następującego algorytmu:

1) OSD dla swojego obszaru, w oparciu o wykonanie z ostatnich 12 miesięcy kalendarzowych, wyznacza bezwzględną krzywą godzinową zapotrzebowania na energię elektryczną z wartości dobowo-godzinowych pozyskanych lub wyliczonych z układów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem:

   a) salda wymiany energii z OSP, z sąsiednimi OSDp (tj. OSD mającymi fizyczne połączenie z siecią przesyłową) oraz generacji wytwórców przyłączonych do

sieci OSD (generacji opomiarowanej i nie opomiarowanej dobowo-godzinowo w oparciu o ich charakterystykę pracy),

b) kalendarza (dni tygodnia), z uwzględnieniem dni świątecznych i innych dni nietypowych,

c) trendów ilościowych przyłączanych/odłączanych odbiorców, trendów w gospodarce, posiadanych informacji o planowanych zmianach w poborze energii elektrycznej przez odbiorców, zmian parametrów technicznych i konfiguracji sieci.

2) na podstawie określonej w powyższym pkt 1) bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze OSD, wyznaczana jest względna krzywa zapotrzebowania obszaru OSD, będąca jednocześnie względną krzywą godzinową różnicy bilansowej OSD,

3) wyznaczony przez OSD planowany roczny wolumen energii elektrycznej dla JB_{OS} OSD, rozkładany jest w oparciu o względną krzywą godzinową różnicy bilansowej OSD (wyznaczoną zgodnie z powyższym pkt 2) na poszczególne godziny tego okresu.

4) wyznaczenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JB_{OS} OSD, jest sumą planowanego wolumenu JB_{OS} wynikającego ze strat jałowych w sieci OSD oraz planowanego wolumenu JB_{OS} wynikającego ze strat obciążeniowych w sieci OSD, zgodnie z poniższym:

Krzywa wartości godzinowych różnicy bilansowej jest sumą godzinowych wartości różnicy bilansowej definiowanej jako straty jałowe i godzinowych wartości różnicy bilansowej definiowanych jako straty obciążeniowe.

C.2.6. Ilości energii elektrycznej dla JB_{OS} OSD na RB, zgodnie z zapisami WDB, wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej OSD.

C.2.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} dla każdej godziny, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:

1) dokonuje OSD po zakończeniu roku kalendarzowego korekty ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU}, poprzez uwzględnienie wielkości różnicy bilansowej zawartej w sprawozdaniu G-10.7.,

2) korekta ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wyznaczona przez OSD, zgłaszana jest na RB celem dokonania korekty rozliczeń dla okresów rozliczeniowych w tym roku.

C.2.8. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu m może dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy: m+2, m+4, m+8 oraz m+15, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.

C.2.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynosi 15 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym jest wykonywana korekta. Ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} i JB_{OS} OSD wyznaczone w miesiącu m dla miesiąca m+15 uznawane są za ostateczne.

C.3. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania informacji przez OSD dotyczących liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe dla sprzedawców, którzy świadczą usługę kompleksową URDo

C.3.1. Wymiana informacji między OSD, sprzedawcami i URDo dotycząca liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowo układy pomiarowo–rozliczeniowe

odbywa się poprzez dedykowany system informatyczny OSD, zgodnie z dokumentem „Standardy wymiany informacji liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo–rozliczeniowe" (SLPP), opublikowanym na stronie internetowej OSD.

O publikacji SLPP lub jego zmianie OSD informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD-K, na min. 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb OSD. W przypadku, gdy zmiany SLPP wynikają ze zmian przepisów prawa, OSD informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD-K, o terminie wejścia w życie zmian SLPP, które wynikają z tych zmian prawnych.

C.3.2. System informatyczny OSD, o którym mowa w pkt C.3.1., będzie funkcjonował od momentu uruchomienia funkcjonalności opisanych w dokumencie SLPP.

O uruchomieniu lub zmianie systemu zgodnego z SLPP, OSD poinformuje sprzedawców posiadających zawartą GUD-K, z co najmniej 180 dniowym wyprzedzeniem.

D. Procedury zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców

D.1. Wymagania ogólne

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, nieobjętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4. URD powinien mieć zawartą umowę dystrybucji energii elektrycznej z OSD albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą, przy czym URD w gospodarstwie domowym powinien mieć zawartą ze sprzedawcą wyłącznie umowę kompleksową.

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe oraz urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego URD chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt D.2.7. i D.2.8.

D.1.4. Przy każdej zmianie sprzedawcy przez URD, dokonywany jest odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego lub urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego lub urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego przez OSD maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URD przyłączonych do sieci OSD na niskim napięciu, OSD może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie:

1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do OSD najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez OSD,

a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt 1.

2) ostatniego posiadanego przez OSD odczytu wskazań układu pomiarowo – rozliczeniowego URD, jednak nie starszego niż 3 miesiące, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego

zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji, za który OSD posiada odczytane wskazania.

D.1.5. Zmiana sprzedawcy tj. przyjęcie przez OSD do realizacji nowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej pomiędzy URD a sprzedawcą, dokonywana jest zgodnie z procedurą opisaną w pkt D.2.

D.1.6. URD może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URD wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt F.1.1. Energia elektryczna zmierzona w PPE URD będzie wykazywana na MB POB_Z wskazanego w GUD przez tego sprzedawcę.

D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 21 oraz nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje OSD o dacie:

a) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, albo

b) rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej albo rezerwowej umowy kompleksowej.

W przypadku nie dotrzymania przez sprzedawcę tego terminu, OSD będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży albo umowę kompleksową, albo umowę sprzedaży rezerwowej albo rezerwowa umowę kompleksową do 21 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez OSD od sprzedawcy, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy.

D.1.8. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE zawartą obowiązującą tylko jedną umowę: kompleksową albo o świadczenie usług dystrybucji.

D.1.9. Wymiana informacji pomiędzy OSD i sprzedawcami odbywa się pisemnie lub, o ile umowy w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. tak stanowią, pocztą elektroniczną na wskazane w tej umowie adresy e-mail lub w inny sposób wskazany w tej umowie. Wymiana informacji z OSD odbywa się w języku polskim.

Po uruchomieniu dedykowanego systemu informatycznego OSD wymiana informacji między OSD i sprzedawcami będzie się odbywać poprzez dedykowany system informatyczny OSD, będzie zgodna z dokumentem „Standardy wymiany informacji" (SWI), opublikowanym na stronie internetowej OSD.

O zmianie „Standardów wymiany informacji" OSD informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD lub GUD-K, na min. 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb OSD. W przypadku, gdy zmiany „Standardów wymiany informacji" wynikają ze zmian przepisów prawa, OSD informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD lub GUD-K, o terminie wejścia w życie zmian „Standardów wymiany informacji", który wynika z tych zmian prawnych.

D.1.10. Zmiana Sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

D.1.11. W przypadku zmiany sprzedawcy dla miejsc dostarczania będących pojazdami trakcyjnymi, rozliczenia odbywają się na podstawie urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego spełniających wymagania określone w Załączniku nr 2.

D.1.12. W przypadku zmiany sprzedawcy dla miejsc dostarczania będących pojazdami trakcyjnymi, zawierane są umowy na świadczenie usług dystrybucji w oparciu o grupy taryfowe uwzględniające rozliczenia na podstawie urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego.

D.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę

D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt D.1. oraz zawarcie:

a) umowy dystrybucji pomiędzy OSD a URD nie będącym URD w gospodarstwie domowym – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży, albo

b) umowy kompleksowej pomiędzy sprzedawcą a URD.

D.2.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, przy czym URD w gospodarstwie domowym może zawierać ze sprzedawcą wyłącznie umowę kompleksową.

Umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zawartej przez tego URD z dotychczasowym sprzedawcą.

D.2.3. URD lub upoważniony przez URD nowy sprzedawca energii elektrycznej wypowiada umowę sprzedaży lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.

D.2.4. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz URD powiadamia OSD o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia. Powiadomienie składa się pisemnie lub poprzez przesłanie dokumentu podpisanego kwalifikowanym podpisem elektronicznym na adresy e-mail wskazanych w Umowach GUD lub GUD-K do momentu uruchomienia dedykowanego systemu informatycznego OSD nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z konsumentem, lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę sprzedaży lub umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powiadomienia należy dokonać po bezskutecznym upływie terminu na odstąpienie od umowy przewidzianego w art. 27 ustawy o prawach konsumenta, o ile konsument lub ww. osoba fizyczna, nie złożyli żądania wcześniejszego rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umów.

Dodatkowo URD może dokonać powiadomienia OSD o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, poprzez złożenie wniosku (wzór wniosku powiadomienia jest publikowany na stronie internetowej OSD).

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia OSD o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, w przypadku, gdy umowy te zostały zawarte poza lokalem przedsiębiorstwa z URD w gospodarstwie domowym.

D.2.5. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia OSD, o którym mowa w pkt D.2.4., w imieniu URD oraz złożyć OSD oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.

D.2.6. OSD w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.

OSD dokonuje weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału F.

D.2.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt D.2.4. zawiera błędy lub braki formalne, OSD informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia.

D.2.8. Jeżeli błędy lub braki formalne, o których mowa w pkt D.2.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, OSD dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., informując o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.

D.2.9. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie nie później niż 21 dni kalendarzowych od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez OSD, chyba, że w powiadomieniu tym określony został termin późniejszy, z zastrzeżeniem terminów o których mowa w pkt D.2.4.

D.2.10. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

D.2.11. W przypadku otrzymania przez OSD, dla tego samego PPE, więcej niż jednego powiadomienia do realizacji umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej od tego samego lub różnych sprzedawców na ten sam termin rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, OSD przyjmie do realizacji umowę sprzedaży albo umowę kompleksową dla której otrzymał powiadomienie jako pierwsze, z zachowaniem terminów o których mowa w pkt D.2.4.

D.2.12. Sprzedawca, który dokonał powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., może w terminie do 5 dni kalendarzowych przed planowanym terminem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej, złożyć w imieniu swoim i URD oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. Dokonanie przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., jest równoznaczne z dysponowaniem przez niego pełnomocnictwem do złożenia oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. W takim przypadku OSD nie przyjmuje do realizacji umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej objętej tym powiadomieniem.

Złożenie oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia po wskazanym terminie będzie nieskuteczne wobec OSD.

Sprzedawca, informuje URD - w imieniu którego złożył oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach procesu zmiany sprzedawcy - o anulowaniu powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4.

D.2.13. W przypadku anulowania przez sprzedawcę powiadomienia zgodnie z pkt D.2.12.:

1) dla URD będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym, który posiada zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą będącym sprzedawcą z urzędu, OSD będzie realizował tę umowę kompleksową. W takim przypadku pkt D.1.7. nie stosuje się;

2) dla URD będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym posiadającego zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą innym niż sprzedawca

z urzędu, OSD będzie kontynuował realizację dotychczasowej umowy kompleksowej, a jeżeli sprzedawca poinformował OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7. – OSD zawrze, zgodnie z pkt A.7. rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

3) dla URD, który posiada zawartą rezerwową umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował realizację rezerwowej umowy kompleksowej, a jeżeli sprzedawca poinformował OSD o dacie rozwiązania rezerwowej umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7. – OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej;

4) dla URD nie będącego odbiorcą w gospodarstwie domowym, który posiada zawartą umowę kompleksową z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował realizację dotychczasowej umowy kompleksowej, a jeżeli sprzedawca poinformował OSD o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy kompleksowej zgodnie z pkt D.1.7. – OSD zawrze zgodnie z pkt A.7. rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą rezerwowym lub umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

5) dla URD nie będącego URD w gospodarstwie domowym posiadającego zawartą umowę sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował realizację dotychczasowej umowy sprzedaży, a jeżeli sprzedawca poinformował o rozwiązaniu lub wygaśnięciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.1.7. – OSD zawrze zgodnie z pkt A.8. umowę sprzedaży rezerwowej ze sprzedawcą rezerwowym albo umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

6) dla URD w gospodarstwie domowym posiadającego zawartą umowę sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował realizację dotychczasowej umowy sprzedaży, a jeżeli sprzedawca poinformował o rozwiązaniu lub wygaśnięciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.1.7. - OSD zawrze zgodnie z pkt A.7. umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu;

7) dla URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży rezerwowej z dotychczasowym sprzedawcą, OSD będzie kontynuował umowę sprzedaży rezerwowej, a jeżeli sprzedawca poinformował o rozwiązaniu umowy sprzedaży rezerwowej zgodnie z pkt D.1.7. – OSD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej;

8) dla URD w nowo przyłączonym PPE lub nowego URD w istniejącym PPE, OSD nie świadczy usługi dystrybucji.

D.3. Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców

D.3.1. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD lub pobieranie energii elektrycznej z Elektrycznej trakcji kolejowej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSD na temat świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

D.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:

a) na stronie internetowej OSD www.pgeenergetykakolejowa.pl,

b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronie internetowej OSD www.pgeenergetykakolejowa.pl,

c) w punktach obsługi klienta wskazanych na stronie internetowej OSD.

D.3.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji odbiorca może złożyć zapytanie

następującymi drogami:

a) osobiście w punktach obsługi klienta wskazanych na stronie internetowej OSD www.pgeenergetykakolejowa.pl,

b) listownie na adres OSD,

c) pocztą elektroniczną,

d) z pośrednictwem strony internetowej OSD,

e) telefonicznie.

OSD udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

D.3.4. OSD informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,

b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,

c) procedurze zmiany sprzedawcy,

d) wymaganych umowach,

e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,

f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży albo umowach kompleksowych oraz weryfikacji tych powiadomień,

g) zasadach ustanawiania i zmiany POB_Z,

h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

D.3.5. Adresy pocztowe, adresy e-mail oraz numery telefonu niezbędne do kontaktu z OSD zamieszczone są na stronie internetowej OSD oraz na fakturach wystawianych przez OSD.

D.3.6. OSD oraz sprzedawcy umieszczają kod PPE na wystawionych przez siebie fakturach dla URD z tytułu:

a) świadczonych usług dystrybucji – dotyczy OSD;

b) sprzedaży energii elektrycznej albo świadczonej usługi kompleksowej – dotyczy sprzedawcy.

D.3.7. Na wniosek URD, OSD przedstawia aktualną listę sprzedawców, o której mowa w pkt A.3.7. lit. a) lub b).

E. Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany POB_Z przebiega zgodnie z zapisami IRiESD oraz WDB. POB_Z jest ustanawiany przez:

a) sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD_O przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSD,

b) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD,

c) URD_{ME} przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD.

W przypadku URD_O, POB_Z jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URD_O

umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

E.2. Proces ustanawiania i zmiany POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, jest realizowany według następującej procedury:

1) sprzedawca, URD_W, URD_{ME} lub nowy POB_Z powiadamia OSD, na formularzu zgodnym z wzorem zamieszczonym na stronie internetowej OSD, o ustanowieniu lub zmianie POB_Z; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB_Z jak i sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME},

2) OSD dokonuje weryfikacji poprawności otrzymanego powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych od jego otrzymania, pod względem poprawności i zgodności z IRiESD oraz zawartymi umowami dystrybucji,

3) OSD, w przypadku pozytywnej weryfikacji:

   a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB_Z o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB_Z oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB_Z – w przypadku zmiany POB_Z,

   b) niezwłocznie informuje sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} oraz nowego POB_Z o dacie, w której następuje ustanowienie lub zmiana POB_Z,

   c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_O posiadających umowę sprzedaży albo umowę kompleksową ze sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_W oraz URD_{ME} do MB nowego POB_Z,

4) OSD w przypadku negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w ppkt 1), informuje niezwłocznie nowego POB_Z oraz sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} o przyczynach negatywnej weryfikacji.

Powiadomienie, o którym mowa w ppkt 1) powinno być wysłane w formie elektronicznej na dedykowany adres poczty elektronicznej OSD lub poprzez stronę internetową lub zrealizowane poprzez dedykowany system informatyczny OSD, o ile system ten umożliwia dokonywanie takich powiadomień. OSD dopuszcza przekazanie powiadomienia w postaci papierowej.

E.3. Ustanowienie lub zmiana POB_Z następuje:

1) dla obszarów nie objętych umową przesyłową z OSP:

   z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia wykonane przez OSD do OP-OSDp, jednak nie wcześniej niż po 20 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt E.5.

   Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB_Z na rynku bilansującym, jeżeli sprzedawca URD_W lub URD_{ME} przekaże OSD powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt. 1), przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na rynku bilansującym przez dotychczasowego POB_Z. W takim przypadku zmiana POB_Z następuje po dokonaniu przez OSD pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB_Z na rynku bilansującym.

   Po pozytywnej weryfikacji przez OSD, w terminie 10 dni od dnia otrzymania zgłoszenia zmiany POB_Z od sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}, o którym mowa w pkt E.2. ppkt. 2), OSD dokonuje zgłoszenia do OP-OSDp o dokonanie zmiany POB_Z dla sprzedawcy. OP-OSDp dokonuje weryfikacji zgłoszonego powiadomienia przez

OSD.

2) dla obszarów objętych umową przesyłową z OSP:

z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia o której mowa w pkt E.2. ppkt. 2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt E.5.

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB_Z na rynku bilansującym, jeżeli sprzedawca lub URD_W przekaże OSD powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt. 1). przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na rynku bilansującym przez dotychczasowego POB_Z. W takim przypadku zmiana POB_Z następuje po dokonaniu przez OSD pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB_Z na rynku bilansującym.

E.4. Z dniem zmiany POB_Z:

1) dla obszarów nie objętych umową przesyłową z OSP:

OSD i OP-OSDp przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB_Z przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB_Z) i POB_Z przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB_Z), z uwzględnieniem że:

a) każdy PPE danego URD_O powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;

b) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB_O;

c) URD_W lub URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W;

d) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O.

2) dla obszarów objętych umową przesyłową z OSP:

OSD przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB_Z przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB_Z) i POB_Z przejmującego tą odpowiedzialność (nowy POB_Z), z uwzględnieniem że:

a) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,

b) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB_O,

c) URD_W lub URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W,

d) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O.

E.5. Jeżeli OSD otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt E.2. ppkt. 1), od sprzedawcy, URD_w lub URD_{ME} przed datą nadania i uaktywnienia na RB, zgodnie z zasadami określonymi w WDB, MB nowego POB_Z w sieci dystrybucyjnej OSD, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB_Z jest negatywna.

E.6. Z zastrzeżeniem pkt E.2. – E.4., w przypadku, gdy POB_Z wskazany przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB_Z na nowego

POB_Z wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego lub sprzedawcę z urzędu dla URD_O lub na OSD w przypadku utraty POB_Z przez URD_W lub URD_{ME}.

E.7. Jeżeli URD_W lub URD_{ME} utraci wskazany przez siebie POB_Z wówczas URD_W lub URD_{ME}, w porozumieniu z OSD, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej OSD, a OSD ma prawo do wyłączenia tego URD_W lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez OSD odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a URD_W lub URD_{ME}.

E.8. OSD niezwłocznie po uzyskaniu od OSP dla obszarów objętych umową przesyłową z OSP lub OP-OSDp dla obszarów nie objętych umową przesyłową z OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na RB przez POB_Z, powiadamia sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME} którzy wskazali tego POB_Z jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB_Z. W takim przypadku sprzedawca, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do zmiany POB_Z. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB_Z, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E.

E.9. POB_Z odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD i sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} który go wskazał, o zawieszeniu lub zaprzestaniu działalności na RB.

E.10. Powiadomienie OSD o zakończeniu prowadzenia przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} albo o rozwiązaniu umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego zawartej pomiędzy POB_Z a sprzedawcą albo pomiędzy POB_Z a URD_W albo między POB_Z a URD_{ME} powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez ww. podmioty, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed zakończeniem przez POB_Z bilansowania handlowego sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME}.

W przypadku niedotrzymania powyższego terminu, POB_Z będzie prowadził bilansowanie handlowe sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} do 15 dnia kalendarzowego od uzyskania tej informacji przez OSD, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana POB_Z zgodnie z procedurą określoną w pkt E.2. – E.4.

F. Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz umowach kompleksowych

F.1. Ogólne zasady powiadamiania

F.1.1. Powiadamianie o zawartych umowach sprzedaży albo umowach kompleksowych dokonywane jest zgodnie z pkt D.2.

OSD przyjmuje od sprzedawców powyższe powiadomienia o zawartych umowach sprzedaży albo umowach kompleksowych poprzez dedykowany system informatyczny OSD umożliwiający wymianę informacji, danych i dokumentów.

F.1.2. Powiadomienia, do czasu uruchomienia przez OSD odpowiednich systemów informatycznych, dokonywane są w formie pisemnej na formularzu określonym przez OSD lub poprzez przesłanie dokumentu podpisanego kwalifikowanym podpisem elektronicznym na adresy e-mail wymienionych w Umowach GUD lub GUD-K do momentu uruchomienia dedykowanego systemu informatycznego OSD.

F.1.3. Wzór formularza powiadomienia o którym mowa w pkt F.1.2. zamieszczony na stronie internetowej www.pgeenergetykakolejowa.pl do momentu uruchomienia

dedykowanego systemu informatycznego OSD.

F.1.4. Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale D, rozpoczyna się od dnia otrzymania przez OSD od sprzedawcy powiadomienia, o którym mowa w pkt F.1.1.

F.1.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej są zobowiązane do informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowach, w zakresie danych określonych w formularzu o którym mowa w pkt. F.1.3. Powiadomienia należy dokonać z wyprzedzeniem co najmniej 7- dni kalendarzowych.

F.1.6. Dla umów sprzedaży lub umów kompleksowych dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do OSD za pośrednictwem powiadomienia o którym mowa w pkt F.1.1. przy czym dla URD w gospodarstwie domowym sprzedawca może zgłosić wyłącznie umowę kompleksową z zastrzeżeniem pkt A.3.15.. Weryfikacja powiadomienia następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia przez OSD z uwzględnieniem możliwości korekty błędów i uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt D.2.7. i D.2.8. W tym czasie OSD informuje sprzedawcę o wyniku weryfikacji. W przypadku weryfikacji pozytywnej następuje:

a) zabudowa układu pomiarowo-rozliczeniowego lub podanie napięcia zasilania z sieci OSD;

b) odbiór dokonany przez OSD w zakresie spełnienia wymagań odnośnie pobierania energii Elektrycznej trakcyjnej z elektrycznej trakcji kolejowej;

a następnie OSD informuje sprzedawcę o dacie rozpoczęcia realizacji zgłoszonej przez niego umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

F.1.7. Rozdzielenie umowy kompleksowej na umowę sprzedaży oraz umowę dystrybucji bez dokonywania zmiany sprzedawcy jest możliwe tylko dla URD nie będących URD w gospodarstwie domowym, z zastrzeżeniem postanowień pkt A.3.15. i wymaga zgłoszenia umowy sprzedaży na zasadach i w trybie określonym w pkt D. Rozdzielenie umowy kompleksowej nie wymaga dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz IRiESD.

F.1.8. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy kompleksowej następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

F.2. Weryfikacja powiadomień

F.2.1. OSD dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży albo umowach kompleksowych, pod względem ich kompletności, zgodności z umowami o których mowa w pkt A.4.3. oraz zgodności z zasadami opisanymi w IRiESD.

F.2.2. OSD przekazuje do sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji pisemnie lub poprzez przesłanie dokumentu podpisanego kwalifikowanym podpisem elektronicznym na adresy e-mail wskazanych w Umowach GUD lub GUD-K do momentu uruchomienia dedykowanego systemu informatycznego OSD.

F.2.3. Ponowne rozpatrzenie powiadomienia, w przypadku weryfikacji negatywnej, o której mowa w pkt D.2.8., wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt F.1.1.

F.2.4. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży albo umowach kompleksowych, o których mowa w pkt F.1.1., OSD przystępuje do konfiguracji PPE oraz do konfiguracji MDD wchodzącego w skład MB

przyporządkowanego POB_Z.

G. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia

G.1. OSD określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSD spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Załączniku nr 3 do IRiESD.

G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt G.1., którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, OSD na podstawie:

a) parametrów technicznych przyłącza,

b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji albo umowie kompleksowej,

c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej

d) charakteru odbioru,

przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.

Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez OSD na potrzeby, o których mowa w pkt. C.1.2.

G.3. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilość poboru energii elektrycznej.

G.4. W przypadku gdy okres rozliczenia niezbilansowania na rynku bilansującym jest krótszy niż jedna godzina, ustalenie ilości energii elektrycznej dla danego okresu rozliczania niezbilansowania dokonuje się dzieląc godzinowe ilości energii elektrycznej po równo na zawierające się w tym okresie okresy rozliczania niezbilansowania.

H. Postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne

H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.

H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną lub poprzez stronę internetową lub dedykowany system informatyczny OSD) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).

H.3. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa wnioski i reklamacje o których mowa w niniejszym rozdziale, wyłącznie do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4. oraz pkt H.5. ppkt 10).

URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z OSD umowę dystrybucyjną, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucyjnej składa bezpośrednio do OSD.

Prosument, Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji tej energii do tego sprzedawcy.

H.4. OSD samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt A.1.1.:

1. przyjmowanie od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci;
2. udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci;
3. powiadamianie, z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
   c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli URD udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach,
4. informowanie na piśmie lub w inny sposób określony w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, z co najmniej:
   a) tygodniowym wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
   b) rocznym wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
   c) 3-letnim wyprzedzeniem – URD zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci,
5. kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci;
6. przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez OSD dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt II.3.2.2.;
7. przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z Taryfy OSD;
8. przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z OSD,

9. niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt 5) lub protokół z wykonania pomiarów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt H.5. ppkt 5).

H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt H.4., realizowane jest w następujący sposób:

1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do OSD. OSD dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,

2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do OSD w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. OSD bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD niezwłocznie informuje w formie elektronicznej sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSD wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,

3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym OSD w terminie 2 dni roboczych. OSD realizuje żądanie URD w terminie zapewniającym realizację obowiązku w 14 dni kalendarzowych od zgłoszenia URD. Pokrycie kosztów laboratoryjnego sprawdzenia licznika odbywa się zgodnie z zapisami obowiązującego prawa,

4) w ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego o którym mowa w ppkt. 3), URD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Koszt ekspertyzy pokrywa URD na zasadach określonych w przepisach prawa,

5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do OSD przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. OSD dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSD przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych, niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od zakończenia pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów jakościowych energii elektrycznej z parametrami określonymi w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonymi w umowie kompleksowej, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w Taryfie OSD,

6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:

   a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

   b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

sprzedawca przekazuje OSD w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.

OSD po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,

7) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez OSD bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, OSD przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:

   a) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez OSD standardów jakościowych obsługi odbiorców,

   b) ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla URD przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

   c) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt H.5. ppkt. 6) lit. a), dla innych URD niż URD, który złożył wniosek o którym mowa w pkt H.5. ppkt. 6) lit. a), zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

8) bonifikata, o której mowa w ppkt. 7) jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy OSD a sprzedawcą,

9) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje OSD reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. OSD po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,

10) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do OSD w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. OSD niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

11) w przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca, na żądanie OSD, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do OSD kopię odpowiedzi udzielonej URD.

Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę, za wyjątkiem ppkt. 10).

H.6. Reklamacje powinny być przesyłane do OSD:

a) na adres pocztowy:

   PGE Energetyka Kolejowa S.A.

   Oddział w Warszawie – Dystrybucja Energii Elektrycznej

   ul. Hoża 63/67

   00-681 Warszawa

b) telefonicznie pod nr telefonu (22) 474 19 00 lub 801 77 29 29

c) elektronicznie przez:

- email:

  bok.pgeek@gkpge.pl lub,

  zmianasprzedawcy.pgeek@gkpge.pl,

- stronę internetową:

  www.pgeenergetykakolejowa.pl.

z zastrzeżeniem, że adres zmianasprzedawcy.pgeek@gkpge.pl będzie wykorzystywany tylko w reklamacjach dotyczących procedury zmiany sprzedawcy

lub na adresy, w tym dedykowane adresy poczty elektronicznej, wskazane na stronie internetowej OSD, z uwzględnieniem pkt H.2 IRiESD-Bilansowanie.

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:

a) dane adresowe podmiotu,

b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,

c) zgłaszane żądanie,

d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dotyczące lit. a) – d) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez OSD.

H.8. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

a) określonym w pkt H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,

b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez OSD usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanym z inicjatywy OSD,

c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez OSD do sprzedawcy,

d) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej – w pozostałych przypadkach dotyczących URD będących konsumentami,

e) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach dotyczących URD niebędących konsumentami.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, OSD we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

W przypadku, gdy reklamacja została złożona przez odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy OSD, to jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w terminie 14 dni od dnia jej złożenia, uważa się, że została

uwzględniona.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

1) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. lit. a) – w sposób określony w GUD-K,

2) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. lit. b) - e) – w sposób określony w pkt H.2.

H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt H.9., w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

1) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania,

2) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania,

3) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany na adresy, o których mowa w pkt H.6., odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

H.11. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie:

a) nieprzekraczającym 14 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD będących konsumentami, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej, albo

b) nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD niebędących konsumentami.

OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie w jakiej został on złożony.

H.12. Korespondencja z OSD dotycząca reklamacji odbywa się w języku polskim.

I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi

I.1. OSD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej zgodnie z zapisami instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSP i OSDp.

I.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:

a) ograniczenia elektrowniane,

b) ograniczenia sieciowe.

I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:

a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,

b) przyczyny technologiczne w elektrowni,

c) działanie siły wyższej,

d) realizację polityki energetycznej państwa.

I.4. OSD identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:

a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,

b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,

c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych

d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.

I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:

a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,

b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,

c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.

I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSD z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.

I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.

I.8. OSD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej OSP, sieci dystrybucyjnej OSDp. do której jest przyłączony oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci OSD mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej, minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej oraz współpracując z OSDp.

I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej szczególności przez:

a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej;

b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej;

c) dysponowanie mocą nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;

d) wnioskowanie do OSP o zmianę poziomu generacji mocy JWCD i JWCK;

e) wnioskowanie do OSP o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.

I.11. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSD podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP i OSDp.

I.12. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSD podejmuje działania szczegółowo uregulowane

w IRiESD Rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Słownik skrótów i definicji

Na potrzeby niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej przyjęto następujące znaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

I. Oznaczenia skrótów

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
CSIRE	Centralny system informacji rynku energii
DUB	Dostawca usług bilansujących
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
EIC	Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme)
FRP	Fizyczny rejestr pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD Bilansowanie	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP-OIRE Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej część: „Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii
JB	Jednostka bilansowa
JB_{os}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JG	Jednostka grafikowa
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
LZO	Licznik zdalnego odczytu
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
$_{AFD}$MB	$_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane

	przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
$_{F}$MB	Fizyczne MB
$_{FD}$MB	$_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
$_{FZ}$MB	$_{F}$MB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
$_{W}$MB	Ponadsieciowe (wirtualne) MB
MB_{AH}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
MB_{AI}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii moduły wytwarzania energii, inne niż cieplne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_{AM}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej
MB_{AO}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB_{AW}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii cieplne
MB_{AZ}	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe lub farmy fotowoltaiczne lub moduły wytwarzania energii będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynami energii elektrycznej
MB_{O}	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD_{O}, reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB_{OSD}	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB_{OSD}, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSD oraz sąsiednich OSDp, na napięciu niższym niż 110 kV
MB_{W}	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD_{W} lub URD_{ME}, reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną – jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP

nN	Niskie napięcie
NN	Najwyższe napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OIRE	Operator informacji rynku energii
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OP	Operator pomiarów
OP-OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego przyłączony do sieci przesyłowej realizujący cześć zakresu operatora pomiarów dla OSD
OREB	Okres rozliczania energii bilansującej
ORed	Obiekt Redukcji
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
OSD	PGE Energetyka Kolejowa S.A. pełniąca funkcję operatora systemu dystrybucyjnego na sieci dystrybucyjnej, na której prowadzi ruch sieciowy: -na obszarach sieci dystrybucyjnej objętych umową przesyłową z OSP, na których realizuje obowiązki określone w Prawie energetycznym bezpośrednio we współpracy z OSP, -na pozostałych obszarach sieci dystrybucyjnej, nieobjętych umową przesyłową z OSP, na których realizuje określone w Prawie energetycznym obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp.
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st}, występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem: $$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$ gdzie: i – sekwencję wartości P_{st}
POB_{OSD}	POB będący OSDp
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie

POB_Z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB_{ZSU}	POB_Z ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD
PP	Punkt pomiarowy
PPB	Punkt pomiarowy - licznik bilansujący
PPE	Punkt Poboru Energii
PPI	Punkt pomiarowy - inny
PPW	Punkt pomiarowy - punkt wymiany
Prosument	Prosument energii odnawialnej
Prosument wirtualny	Prosument wirtualny energii odnawialnej
Prosument zbiorowy	Prosument zbiorowy energii odnawialnej
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut
RB	Rynek bilansujący
RRM	Regulamin rynku mocy
SN	Średnie napięcie
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odłączanie
SN	Średnie napięcie
SOWE	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies") przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, z późn. zm.), rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019 str. 54 z późn. zm.) lub Kodeksów sieci
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

gdzie:
THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,
u_h – wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej,
h – rząd wyższej harmonicznej.

THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznych telefonii
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
URD$_{ME}$	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW
URDn	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD
URD$_O$	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD$_W$	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	Warunki dotyczące bilansowania
WIRE	System Wymiany Informacji o Rynku Energii

II. Pojęcia i definicje

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Analizator jakości energii elektrycznej	Przyrząd pomiarowy służący do pomiarów jakości energii elektrycznej.
Awaria techniczna	Gwałtowne, nieprzewidziane uszkodzenie lub zniszczenie obiektu budowlanego, urządzenia technicznego lub systemu urządzeń technicznych powodujące przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości. Awarię techniczną mogą wywołać również zdarzenia w cyberprzestrzeni, w rozumieniu ustawy o stanie klęski żywiołowej, oraz działania o charakterze terrorystycznym.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bezpośredni układ	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników

pomiarowy	prądowych ani napięciowych, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie OSP przez POB do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 EB GL dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943.
Dane pomiarowe	Dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego.
Dni robocze	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.
Dostawca usług bilansujących	Dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 EB GL.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektrownia	Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka, której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Elektryczna trakcja kolejowa	Sieć trakcyjna prądu stałego 3kV, za pomocą której jest dostarczana energia elektryczna od granicy systemu dystrybucyjnego OSD do pojazdów trakcyjnych oraz pozostałych urządzeń lub obiektów przyłączonych do tej sieci trakcyjnej. Elektryczna trakcja kolejowa nie wchodzi w skład sieci dystrybucyjnej OSD w rozumieniu Ustawy, a jest zarządzana przez Zarządcę infrastruktury kolejowej.
Energia	Energia rozumiana jest w niniejszej IRiESD jako energia elektryczna.
Energia bilansująca	Energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 EB GL.
Farma fotowoltaiczna	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Farma wiatrowa	Moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Fizyczny rejestr pomiarowy	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu

elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.

Generacja zdeterminowana Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.

Generalna Umowa Dystrybucji Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD przyłączonych do sieci OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.

Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.

Główny punkt odbioru energii Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.

Grupy przyłączeniowe Grupy podmiotów których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:

a) grupa przyłączeniowa I - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,

b) grupa przyłączeniowa II - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,

c) grupa przyłączeniowa III - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ale niższym niż 110 kV,

d) grupa przyłączeniowa IV - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,

e) grupa przyłączeniowa V - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym 1 kV lub niższym oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW,

f) grupa przyłączeniowa VI - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie do sieci, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci na czas określony, ale nie dłuższy niż rok.

Instalacja odbiorcza Instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC.

Instalacja odnawialnego źródła energii Instalacja stanowiącą wyodrębniony zespół:

a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub

b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego,

– a także połączony z tym zespołem magazyn energii, w tym magazyn biogazu rolniczego.

Jednostka bilansowa Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania.

Jednostka grafikowa Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące.

Jednostka odbiorcza Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC.

Jednostka wytwórcza Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D. Podział modułów wytwarzania energii:

a) moduł wytwarzania energii typu A – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 0,8 kW i mniejszej niż 200 kW,

b) moduł wytwarzania energii typu B – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 200 kW i mniejszej niż 10 MW,

c) moduł wytwarzania energii typu C – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 10 MW i mniejszej niż 75 MW,

d) moduł wytwarzania energii typu D – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej nie mniejszej niż 75 MW oraz wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.

Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana Moduł wytwarzania energii:

a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo

b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo

c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b), którym OSP dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i OSD, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony,

o ile nie został objęty zmianą statusu JWCD zgodnie z § 14 rozporządzenia systemowego.

Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana — Moduł wytwarzania energii o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV niebędący jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną.

Kod EIC — Kod służący do identyfikacji podmiotów na europejskim rynku energii. Kody nadawane są przez Centralne Biuro Kodów EIC (ENTSO-E) i przez Lokalne Biura Kodów EIC w poszczególnych krajach. W Polsce Lokalne Biura Kodów EIC prowadzone są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (numer identyfikacyjny 19) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (numer identyfikacyjny 53).

Koordynowana sieć 110kV — Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,

Koordynator — Koordynator do spraw negocjacji, o którym mowa w art. 31a Prawa energetycznego

Krajowy system elektroenergetyczny — System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Licznik konwencjonalny — Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 2063), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.

Licznik zdalnego odczytu — Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (t.j. Dz.U. z 2022 r. poz. 206 z późniejszymi zmianami), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.

Licznik / Licznik energii elektrycznej — Licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny.

Linia bezpośrednia — Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

Łącze niezależne — Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.

Magazyn energii elektrycznej	Instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.
Magazynowanie energii elektrycznej	Przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.
Miejsce dostarczania	Miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem RB reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią", w którym następuje przekazanie energii pomiędzy URB a RB.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem RB, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POB_Z a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Moc bilansująca	Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, magazynu przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania z sieci lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana z sieci lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie

kompleksowej jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15-minutowym, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo

b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią każdego z tych operatorów, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii

Łączna moc znamionowa czynna:

a) zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej – zespołu prądotwórczego, podana przez producenta na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionowa czynna tego zespołu określona przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy,

b) generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego podana przez producenta na tabliczce znamionowej – w przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a).

Moduł parku energii Moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 NC RfG.

Moduł wytwarzania energii Moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 NC RfG.

Należyta staranność Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.

Napięcie znamionowe Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.

Napięcie deklarowane Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcą – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.

Nielegalne Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo

pobieranie energii elektrycznej	częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	Niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 EB GL.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obiekt	Budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (tj. Dz. U. z 2024 r. poz. 725, z późn. zm.), a także ich wyodrębnioną część albo zespół budynków lub budowli, które mieszczą się pod jednym adresem lub w jednej lokalizacji, wraz z urządzeniami połączonymi ze sobą siecią lub instalacją odbiorczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej – w celu dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 Ustawy, zawartych z tym samym odbiorcą, przy wykorzystaniu jednego lub więcej przyłączy tworzących kompletny układ zasilania.
Obiekt pomiarowy	Zbiór fizyczny lub wirtualny obejmujący co najmniej jeden PP.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar RB	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w KSE, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami biorącymi udział w RB.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym.

Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odbiorca wrażliwy energii elektrycznej	Osoba, której przyznano dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 1335), która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego posiadacza pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Ograniczenia przesyłowe, o których mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943.
Okres rozliczania niezbilansowania	Okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL określony w WDB.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonanymi przez OSD.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator informacji rynku energii	Podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie Centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii.
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów	Podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania

	i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP zgodnie z WDB.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
PGE Energetyka Kolejowa S.A. /OSD	PGE Energetyka Kolejowa S.A. z siedzibą w Warszawie posiadająca koncesję na dystrybucję energii elektrycznej za pomocą sieci dystrybucyjnej, jako przedsiębiorstwo energetyczne skonsolidowane pionowo pełniące funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego, Operatora pomiarów oraz Odbiorcy Sieciowego, w tym również Uczestnika Rynku Bilansującego, dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Energetyka Kolejowa Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie.
Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	Podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w RB na podstawie umowy przesyłowej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe będący OSDp	OSDp który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: a) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, oraz b) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSDp związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów	Podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów: a) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub b) w odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niezbilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Pociąg	Pociąg w znaczeniu określonym w ustawie o transporcie kolejowym
Pośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Półpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Przewoźnik	Odbiorca końcowy będący przewoźnikiem kolejowym w rozumieniu

kolejowy	ustawy o transporcie kolejowym
Pojazd trakcyjny	Pojedynczy pojazd szynowy z napędem (lokomotywa, elektryczny zespół trakcyjny), zasilany z Elektrycznej trakcji kolejowej.
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) zgłoszenia zmiany sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Proces rynku energii	Sekwencja działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące Użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub OIRE, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Prosument energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 773).
Prosument wirtualny energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.
Prosument zbiorowy energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.

Przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy realizujący funkcję włączenia lub wyłączenia możliwości poboru energii elektrycznej w zależności od stanu salda dekrementującego.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej lub obrotu nimi.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przekaźnik SCO	Wyodrębniony przekaźnik albo funkcja w terminalu zabezpieczeniowym lub sterowniku układu sterowania stacji, które wykonują pomiar częstotliwości i porównanie częstotliwości zmierzonej z nastawioną wielkością kryterialną, po przekroczeniu której generowany jest sygnał sterujący w celu wyłączenia odbioru za pomocą wyłączników.
Przerwa planowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa nieplanowana	Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od chwili uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Punkt pomiarowy (PP)	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Punkt pomiarowy – inny (PPI)	Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej, niebędący PPB albo PPE albo PPW.
Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy obejmujący stację elektroenergetyczną transformującą średnie napięcie na niskie napięcie (SN/nN), stanowiącej element sieci dystrybucyjnej OSD.

Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW)	Punkt pomiarowy na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSDp.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Reprezentant prosumentów	Osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawnioną na podstawie umowy, o której mowa w art. 4a ust. 1 Ustawy OZE, do reprezentacji prosumentów wirtualnych energii odnawialnej lub prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej – także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe.
Rezerwowa umowa kompleksowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.
Rozporządzenie pomiarowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 788).
Rozporządzenie systemowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2023 poz. 819).
Rozporządzenie taryfowe	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2024 r., poz. 904, z późn. zm.).
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci.
Rynek bilansujący	Rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 EB GL.
Rynek detaliczny	Obszar sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
Rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej	Miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii.
Samoczynne	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku

częstotliwościowe odciążanie – SCO	obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości (automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER), spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Skorygowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne.
Spółdzielnia energetyczna	Spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedawca rezerwowy	Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, wskazane przez URD, zapewniające temu URD sprzedaż rezerwową.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	Sprzedaż energii elektrycznej URD dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
Stacja ładowania	a) urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym, lub b) wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem ładowania o dużej mocy

	– wyposażone w oprogramowanie umożliwiające świadczenie usług ładowania, wraz ze stanowiskiem postojowym oraz, w przypadku gdy stacja ładowania jest podłączona do sieci dystrybucyjnej w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, instalacją prowadzącą od punktu ładowania do przyłącza elektroenergetycznego.
Stan odbudowy systemu	Stan odbudowy systemu, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 38 SO GL.
Stan zagrożenia	Stan zagrożenia, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 37 SO GL.
Stan zaniku zasilania	Stan zaniku zasilania, o którym mowa w art. 3 ust. 2 pkt 22 SO GL.
Statyzm	Oznacza wyrażany w procentach współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia.
Sterowany odbiór	Instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadające zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System informacyjny	System informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2024 r. poz. 1077 z późn. zm.).
System IP DSR	System informatyczny dedykowany interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (usługa IRP) i interwencyjnemu ofertowemu zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców (usługa IZP), zarządzany przez OSP i udostępniany dostawcom tych usług w celu wsparcia realizacji tych usług oraz komunikacji z nimi związanej, oraz udostępniany OSDp w celu wsparcia procesu certyfikacji obiektów redukcji (ORed).
System pomiarowy	System zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do Centralnego systemu informacji rynku energii.
System zdalnego odczytu	System informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies") przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE)

	nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211/15 z 14.08.2009 r., z późn. zm.), rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r.) lub Kodeksów sieci.
Tryb LFSM-O	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości systemu powyżej określonej wartości.
Tryb LFSM-U	Oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zwiększa się w następstwie spadku częstotliwości systemu poniżej określonej wartości.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej, jeśli Sprzedawca będący stroną umowy kompleksowej ma zawartą z OSD Generalną Umowę Dystrybucji dla usługi kompleksowej lub Sprzedawcą jest PGE Energetyka Kolejowa S.A.).
Uczestnik Rynku Detalicznego w gospodarstwie domowym (URD w gospodarstwie domowym)	Podmiot dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu zużycia jej w gospodarstwie domowym, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, w szczególności liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi
Umowa kompleksowa	Umowa, na podstawie której odbywa się dostarczanie energii elektrycznej, zawierająca postanowienia umowy sprzedaży i umowy dystrybucji (o której mowa w art. 5 ust. 3 Ustawy).
Umowa sprzedaży	Umowa sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 Ustawy.
Urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe prądu stałego w tym wskaźniki pomiarowe lub układy pomiarowo - rozliczeniowe, a także układy połączeń miedzy nimi służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej prądu stałego i rozliczeń za tę energię. Urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego dzieli się ze względu na miejsce ich instalacji na:

	1) zainstalowane w pojeździe trakcyjnym; 2) zainstalowane w pozostałych urządzeniach lub obiektach nie wymienionych w pkt 1) zasilanych z elektrycznej trakcji kolejowej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa IRP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.
Usługa IZP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnym ofertowym zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców.
Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa lub Prawo energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 697 z późniejszymi zmianami).
„Ustawa o transporcie kolejowym”	Ustawa z dnia 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym (Dz. U. z 2024 r. poz. 697 ze zm.).
Ustawa OZE	Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2024 r., poz. 1361 z późn. zm.)
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Warunki dotyczące bilansowania	Dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu

	znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Wytyczne odbiorowe	Wytyczne w zakresie przeprowadzania odbiorów urządzeń elektroenergetycznych i sieci dystrybucyjnej w OSD.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciowych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	Stan KSE lub jego części, uniemożliwiających zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Zakład wytwarzania energii	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, lub z powodu zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność OSP lub operatora systemu dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie Ustawy, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.
Zasilenie inicjalne	Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.
Zastępcze dane	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika

pomiarowe	konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.
Zasób	Moduł wytwarzania energii, w tym instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h Ustawy, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k Ustawy, instalację odbiorczą lub jednostkę odbiorczą, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.
Zarządca infrastruktury kolejowej	Zarządca infrastruktury kolejowej na terenie Polski – PKP Polskie Linie Kolejowe S.A z siedzibą w Warszawie.

Załącznik nr 1

do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej
Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

1. Postanowienia ogólne

1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku jednostek wytwórczych przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej z zastrzeżeniem pkt II.4.1.5.-II.4.1.7. IRiESD oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Istniejące (przyłączone do sieci) jednostki wytwórcze oraz magazyny energii elektrycznej muszą spełniać przedmiotowe wymagania techniczne po ich remoncie lub modernizacji (oraz w innych przypadkach przewidzianych w niniejszej IRiESD), których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej nie spełniających tych wymagań.

1.2. OSD określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.

Powyższe wymagania dotyczą również magazynów energii elektrycznej.

1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.

1.4. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.

1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSD decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.

1.6. Dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej SN lub nN, moc zwarciowa (S_k) w miejscu przyłączenia powinna być przynajmniej 20 razy większa od łącznej mocy znamionowej jednostek wytwórczych przyłączonych lub przyłączanych do sieci dystrybucyjnej zasilanej z tej samej co dany punkt przyłączenia stacji transformatorowej 110 kV/SN.

1.7. Moc zwarciowa w miejscu przyłączania, o której mowa w pkt 1.6., wyznaczona jest dla minimalnej konfiguracji sieci dystrybucyjnej.

1.8. Minimalna konfiguracja sieci dystrybucyjnej jest to stan pracy przy minimalnym poziomie mocy zwarciowej po stronie SN, wyłączonych wszystkich jednostkach wytwórczych przyłączonych bezpośrednio do szyn zbiorczych rozdzielni SN, jak również do linii SN wyprowadzonych ze stacji transformatorowej 110 kV/SN, do której przyłączona jest rozpatrywana jednostka wytwórcza.

1.9. W przypadku opracowania przez OSD ekspertyzy wpływu przyłączenia jednostek wytwórczych na pracę sieci dystrybucyjnej lub indywidualnej analizy dla konkretnego punktu w sieci dystrybucyjnej, dla oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych przyjmuje się wnioski wynikające z ww. opracowań

1.10. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia. Wówczas kryterium określonego w pkt 1.6. nie stosuje się.

1.11. Instalacja odnawialnego źródła energii wykorzystywana przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego powinna spełniać wymogi określone dla jednostek wytwórczych w IRiESD oraz w przepisach odrębnych.

2. Urządzenia łączeniowe

2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:

a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,

b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje.

Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla mikroinstalacji lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.

2.3. OSD koordynuje pracę łączników, o których mowa w pkt 2.1. i 2.2. oraz decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy. Nie dotyczy to łączników współpracujących z mikroinstalacjami.

2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.

2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. Zabezpieczenia

3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami IRiESD oraz pkt 3 niniejszego załącznika.

Wymagania pkt 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji, za wyjątkiem drugiego akapitu pkt 3.11.

3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt 2.1. a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.

3.3. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia

3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz

zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości.

Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.

3.5. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej. Jeżeli zabezpieczenia, o których mowa powyżej, znajdują się w wyposażeniu falownika nie ma potrzeby powielania tych zabezpieczeń.

3.6. OSD decyduje w warunkach przyłączenia o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.

3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:

a) łącznik określony w pkt 2.1. a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,

b) łącznik określony w pkt 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.

3.8. OSD ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.

3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo. Nie dotyczy jednostek wytwórczych przyłączonych jednofazowo do sieci elektroenergetycznej.

3.10. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.

3.11. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator SN/nN, dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.

W przypadku jednostek wytwórczych, nie będących mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.

W przypadku podłączania mikroinstalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią rozdzielczą, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).

3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.

3.13. Jednostki wytwórcze z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.

3.14. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:

a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,

b) załączać farmę samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.

3.15. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSD.

3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest farma wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:

a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,

b) załączać farmę samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.

3.17. OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. Kompensacja mocy biernej

4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSD w warunkach przyłączenia.

4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.

4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.

4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. Załączanie jednostek wytwórczych

5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry.

W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.

5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt 5.4. i 5.5.

5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.

5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:

a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10\ \% U_n$,

b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0{,}5$ Hz,

c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10°$,

5.5. OSD może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt 5.4.

5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.

5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z OSD.

5.8. Wymagania pkt 5 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji.

6. Częstotliwość i napięcie

6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt 6 niniejszego załącznika.

6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.

6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyleń ±5% napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).

6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.

6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:

a) 1,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 220 kV i wyższym niż 30 kV,

b) 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,

c) 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopołówkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{lt} \leq 0{,}6$.

6.8. Wymaganie określone w pkt 6.7 jest również spełnione w przypadkach, gdy:

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji

$$\text{1100/SN: } \frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 - dla generatorów synchronicznych,

2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich

prędkości synchronicznej,

I_a/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

7. Kryteria oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci SN i nN.

OSD na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączenia źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nN.

8. Dodatkowe wymagania dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci dystrybucyjnych

8.1. Postanowienia ogólne

8.1.1. Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD.

8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt 8 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

8.1.3. Farmy wiatrowe które w dniu wejścia w życie niniejszej IRiESD są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania pkt 8 niniejszego załącznika tylko w przypadku remontu lub modernizacji farmy wiatrowej. Farmy wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci, uzgodnią z OSD zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.

8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

a) regulacja mocy czynnej,

b) praca w zależności od napięcia i częstotliwości,

c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,

d) regulacja napięcia i mocy biernej,

e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,

f) dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,

g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,

h) systemy monitoringu i telekomunikacji,

i) testy sprawdzające.

8.1.5. OSD ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz dla farm przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.

8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn

zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.

8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez OSD w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.

8.1.9. OSD może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.

8.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

8.2.1. Farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV, powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy, umożliwiający pracę w następujących reżimach:

a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,

b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,

c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),

d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.

8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością ± 5 %) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.

8.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV i SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

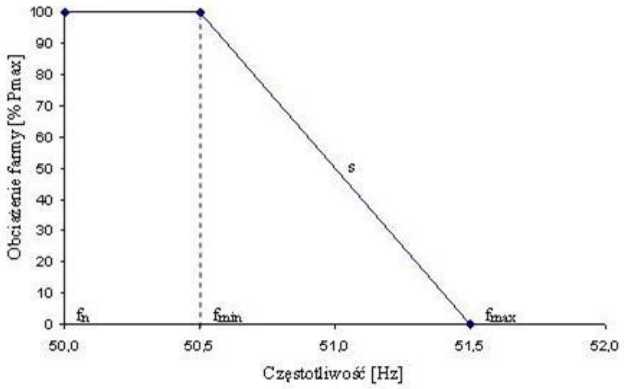
8.2.4. W sytuacjach zakłóceniowych w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.

8.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:

1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych; Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.

W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej). Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej ±5 % Pz (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych. Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100 % do 20 % mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20 % mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy ale nie mniejszą niż 10 % mocy znamionowej na minutę.
3) automatyczną redukcję mocy czynnej, przy wzroście częstotliwości. Przy wzroście częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej, powinien być zdolny do automatycznej redukcji mocy czynnej, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku poniżej. W takim przypadku jako wartość domyślną prędkości redukcji mocy czynnej, należy przyjąć 5 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę dla całego zakresu obciążenia mocą czynną farmy wiatrowej.



Standardowa charakterystyka statyczna korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości P = f(df).

Symbol	**Jednostka**	**Opis**	**Wartość domyślna**	**Zakres nastawczy parametru ustawialnego**
f_n	Hz	Nominalna wartość częstotliwości sieci	50,0	nie dotyczy
f_{min}	Hz	Minimalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której następuje redukcja generowanej mocy czynnej	50,5	(50÷51) Hz
f_{max}	Hz	Maksymalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której generowana jest zerowa moc czynna	51,5	(51÷f_{gr}) Hz

f_{gr}	Hz	Maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy farmy wiatrowej	51,5	
P_{max}	MW	Moc farmy wiatrowej z jaką farma pracowała w momencie wzrostu częstotliwości sieci do wartości 50,5 Hz		
s	%	Statyzm - względna zmiana częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej	-	Statyzm jest wartością wypadkową (nieustawialną), zależną od doboru nastaw fmin i fmax s = – [(Δf/fn)/(ΔP/Pn)]

8.2.6. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączanie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych farmy wiatrowej.

8.2.7. Określona w pkt 8.2.5.1) dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania w przypadku odciążania farmy wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości P = f(df) oraz w sytuacjach zakłóceniowych w systemie, w przypadku gdy OSP lub OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość redukcji mocy zgodnie z postanowieniami pkt 8.2.5. 2) - 3).

8.2.8. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej farmy wiatrowej zaleca się aby każda pojedyncza turbina wiatrowa farmy wiatrowej była zdolna do redukcji mocy czynnej z prędkością nie mniejszą niż 5 % Pn mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100 % do 40 % mocy generowane.

8.2.9. OSD ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.

8.2.10. OSD, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

8.2.11. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego OSD, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

a) Przy 49,5 ≤ f ≤ 50,5 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,

b) Przy 48,5 ≤ f < 49,5 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,

c) Przy 48,0 ≤ f < 48,5 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,

d) Przy 47,5 ≤ f < 48,0 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,

e) Przy f < 47,5 Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,

f) Przy 50,5 < f ≤ 51,5 Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,

g) Przy f > 51,5 Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

8.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt 8.3.1.a) i pkt 8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:

a) 105kV – 123kV dla sieci 110kV,

b) ±10 % U_n – dla sieci SN,

8.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5% na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.

8.3.5. OSD może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.

8.3.6. OSD, w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.

8.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej, OSD może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt od 8.3.1. do 8.3.6.

8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

8.4.1. Farma wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.

8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt 8.2.3. niniejszego załącznika,.

8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.

8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, OSD musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne

jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.

8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt 8.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.

8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. OSD w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

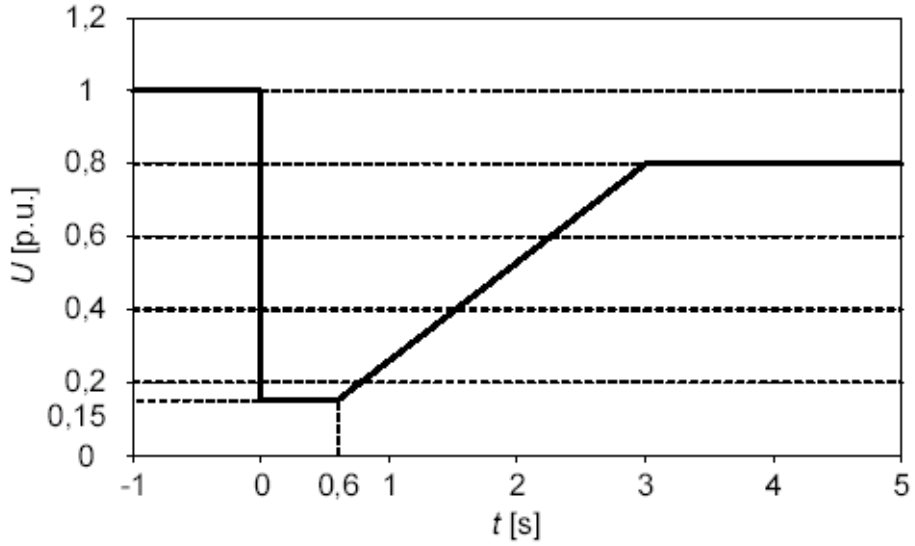
8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,95 (indukcyjny) do 0,95 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.

8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy.

8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

8.6.1. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110kV powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżka napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze farmy wiatrowej nie mogą być wyłączane.



Charakterystyka wymaganego zakresu pracy farmy wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci.

8.6.2. W niektórych lokalizacjach, OSD może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSD w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.

8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.

8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

a) Pst < 0,35 dla sieci 110 kV i Pst < 0,45 dla sieci SN,

b) Plt < 0,25 dla sieci 110 kV i Plt < 0,35 dla sieci SN.

8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.

8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.

8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznych napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.

8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.

8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

8.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciowych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.

8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.

8.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.

8.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:

a) kompletności zabezpieczeń,

b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,

c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.

Analizę zabezpieczeń należy przekazać OSD.

8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy.

Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia OSD.

8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

a) mocy czynnej,

b) mocy biernej,

c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,

d) współczynnika mocy cos φ,

e) średniej dla farmy prędkości wiatru.

8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:

a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,

b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,

c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.

8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 24 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.

8.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.

8.9.7. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

8.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i OSD, określa OSD na etapie projektowania.

8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceniowych. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:

a) rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,

b) rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

8.10. Testy sprawdzające

8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne

dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone na 30 dni roboczych przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej. W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy OSD i podmiotem posiadającym farmę wiatrową. Możliwe jest wytypowanie dla danego obszaru merytorycznego (określonej grupy testów sprawdzających) odrębnej, niezależnej firmy eksperckiej, o ile takie rozwiązanie zostanie uzgodnione pomiędzy stronami. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiekolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających.

8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:

a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,

b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,

c) odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,

d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,

e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,

f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

8.10.4. OSD wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSD w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

9. Dodatkowe wymagania dla mikroinstalacji

9.1. Wymagania techniczne

9.1.1. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

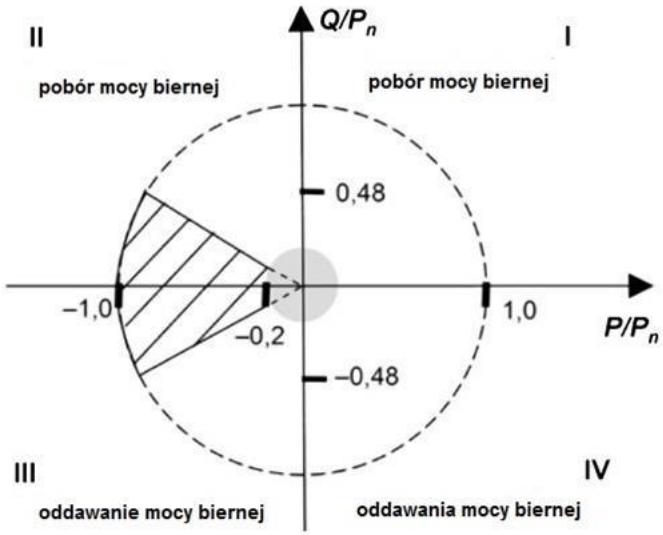
9.1.1.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od 0,85 Un do 1,1 Un z następującą mocą bierną:

a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez OSD w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od cos φ=0,9ind do cos φ =0,9poj, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,

b) bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.

Wymaganie to przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

9.1.1.2. Wymagane tryby regulacji mocy biernej:

Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

a) sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) jako tryb podstawowy,

b) sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb cos φ (P)), jako tryb alternatywny,

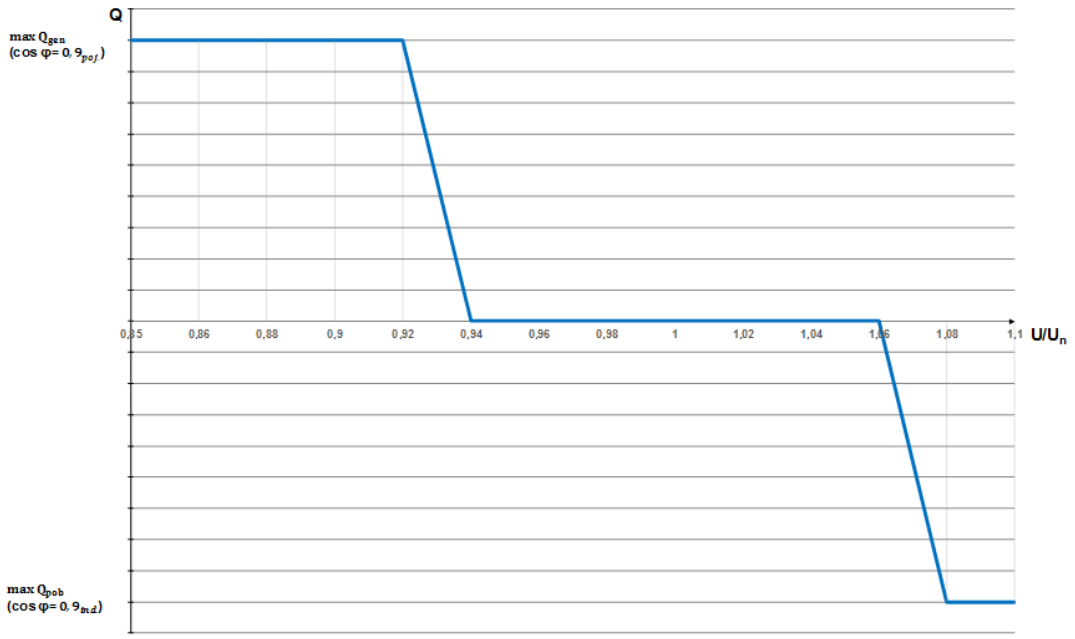
c) cos φ stałe, nastawiane w granicach od cos φ = 0,9ind do cos φ =0,9poj, jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy – zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

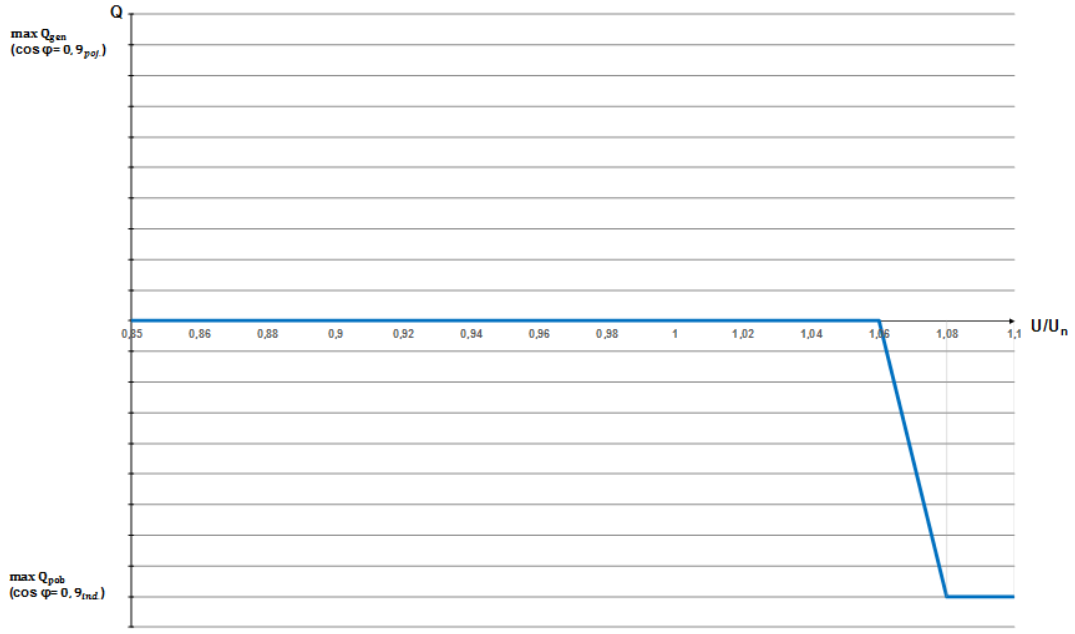
9.1.1.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - Q(U):

W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawionych na rys. 2 i 3.

Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia między OSD, a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, a czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



Rys. 2. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez OSD



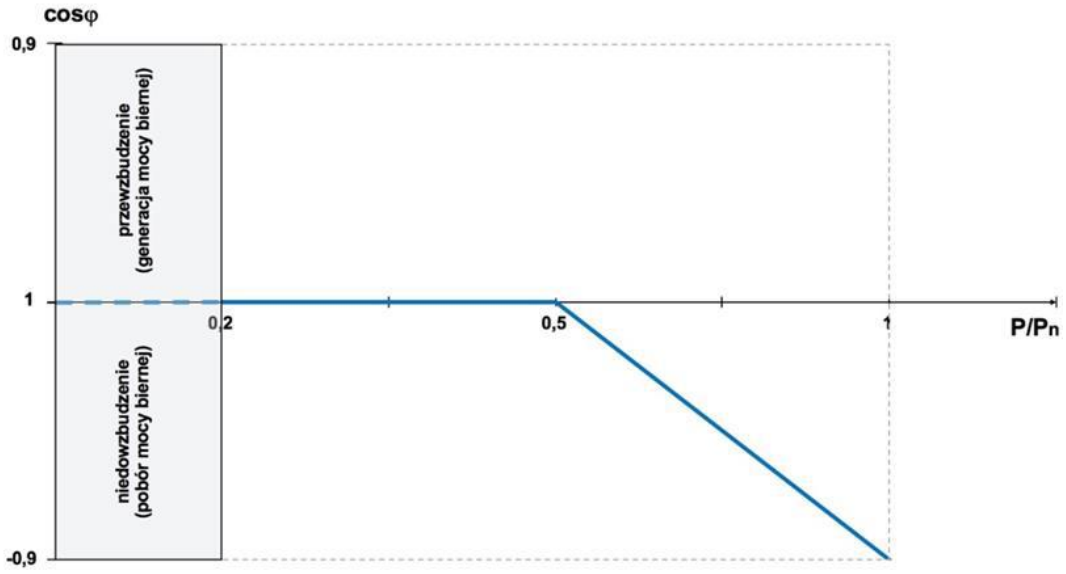
Rys. 3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla falowników podłączonych jednofazowo, wymagana przez OSD

9.1.1.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - cos φ (P):

W trybie cos φ (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys. 4.

Nastawione nowe wartości, wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej, muszą

być nastawione w ciągu 10 s. Zaleca się, aby szybkość zmiany mocy biernej następowała w takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i była zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.



Rys. 4. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy cos φ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez OSD

9.1.2. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej

9.1.2.1. Mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10kW powinny być wyposażone w port wejściowy, który umożliwia przyjęcie od OSD polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej.

9.1.2.2. W celu spełnienia wymagań określonych w pkt 9.1.2.1. mikroinstalacje powinny być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC - inny port wejściowy oraz protokół komunikacji wymaga indywidualnego uzgodnienia z OSD. Urządzenia sterujące dostarcza OSD.

9.1.2.3. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej 1,08 Un. Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

9.1.3.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

a) dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,

b) zabezpieczenie podnapięciowe,

c) zabezpieczenie podczęstotliwościowe,

d) zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,

e) zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń - zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.3.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		**Wymagane nastawienie wartości wyłączającej**		**Maksymalny czas odłączenia**	**Minimalny czas zadziałania**
U_{LN}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 Un	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U_{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 Un	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-
[1)]10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.					

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki, wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej.

9.1.3.3. Dopuszcza się możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny, na okres braku napięcia w sieci OSD, przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią OSD.

9.1.4. Załączanie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

Załączenie mikroinstalacji do sieci jest możliwe tylko wówczas, gdy napięcie i częstotliwość mieszczą się w dopuszczalnym zakresie napięcia i częstotliwości, w co najmniej wymaganym okresie obserwacji. Zakres częstotliwości, zakres napięcia, czas

obserwacji i gradient mocy powinny być możliwe do ustawienia w mikroinstalacji. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia tych nastaw - zmiana nastaw nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.4.1. Automatyczne ponowne załączenie po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń:

Nastawy dla ponownego załączenia po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń są następujące:

a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,05 Hz,

b) Zakres napięcia od 0,85 Un do 1,10 Un,

c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

Po ponownym załączeniu moc czynna generowana przez mikroinstalację nie powinna przekraczać gradientu 10% Pn/min.

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez OSD, mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

9.1.4.2. Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w warunkach normalnych:

Nastawy dla załączenia lub rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w wyniku rozruchu lub działania w warunkach normalnych są następujące:

a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,1 Hz,

b) Zakres napięcia od 0,85 Un do 1,10 Un,

c) Minimalny czas obserwacji: 60 s,

d) Informacje na temat nastaw zabezpieczeń powinny być możliwe do odczytania z mikroinstalacji w szczególności z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub przez port komunikacyjny oraz określone w technicznej dokumentacji indywidualnej dla danej mikroinstalacji, dołączonej przez producenta lub instalatora.

9.1.4.3. Synchronizacja:

Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.

9.1.5. Jakość energii:

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy.

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

9.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji, np. z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub poprzez port komunikacyjny. Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

a) Nazwę producenta lub znak firmowy,

b) Określenie typu, numer identyfikacyjny, oznaczenie serii lub partii i numer seryjny,

c) Moc znamionową,

d) Napięcie znamionowe,

e) Częstotliwość znamionowa,

f) Zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu.

g) Oznakowanie CE.

Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi.

Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim.

W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.

9.2.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

a) Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,

b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,

c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,

d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowanym przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności od zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosowanym zapytaniem do OSD.

Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

P_n [kW]	**$P_n \leq 3{,}68$**	**$3{,}68 < P_n \leq 10$**	**$10 < P_n \leq 50$**
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez OSD			Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy f >50,2 Hz wg zadanej charakterystyki P(f)	TAK		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki Q(U) i cos φ (P)	TAK		
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych,	Zintegrowany z falownikiem		

nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo

10. Wymagania techniczne dla magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

10.1. Postanowienia ogólne

10.1.1. Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energie elektryczną w module parku energii. Stąd też, dla magazynów energii elektrycznej obowiązują wymagania takie same jak dla odpowiednich typów modułów wytwarzania zgodnie z zapisami NC RfG oraz z zapisami wymogów ogólnego stosowania do NC RfG, włącznie z poniższymi, szczegółowymi zapisami w zakresie aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości (tryby: LFSM-O, LFSM-U).

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

10.2.1. Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O).

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz – 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U).

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze

skonfigurowanym statyzmem.

11. Dodatkowe wymagania dla farm wiatrowych i farm fotowoiltaicznych

11.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)

11.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami OSD. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy OSD należy zapewnić możliwość:

1) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (zmiany mocy czynnej),
2) zmiany mocy biernej (w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),
3) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

11.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.

11.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania, stosuje się niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej zgodnie z IRiESD.

11.1.4. OSD ma prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej poprzez wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, przy czym wszystkie wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich OSD.

OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci OSD.

Na obszarach sieci dystrybucyjnej nieobjętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP, OSDp, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci OSD.

11.1.5. W przypadku, gdy zaniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy wiatrowej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu, każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu wydającym polecenie zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej lub polecenie jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków przyłączenia lub umów zawartych dla farmy wiatrowej nie gwarantują farmie wiatrowej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zaniżenia mocy czynnej.

11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne) przyłączoną

11.2.1. OSD ma prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie

z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich OSD.

OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci OSD.

Na obszarach sieci dystrybucyjnej nieobjętych umową o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartą przez OSD z OSP, OSDp, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci OSD.

11.2.2. W przypadku gdy zaniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy fotowoltaicznej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu, każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu wydającym polecenie zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej lub polecenie jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków przyłączenia lub umów zawartych dla farmy fotowoltaicznej nie gwarantują farmie fotowoltaicznej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zaniżenia mocy czynnej.

11.2.3. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 11.1.1. - 11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.

Załącznik nr 2

do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

WYMAGANIA
dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego

DZIAŁ I
Wprowadzenie

1. Niniejsze wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego (dalej „Wymagania") stanowią Załącznik nr 2 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej „IRiESD") PGE Energetyka Kolejowa S.A. jako operatora systemu elektroenergetycznego (dalej „OSD").
2. Wymagania określone w niniejszym dokumencie dzielą się na cztery części i określają:
   a) wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego eksploatowanych w dniu wejścia w życie niniejszych Wymagań do czasu modernizacji lub odnowienia wymagających spełnienia wymagań określonych w TSI (Dział II Wymagań),
   b) wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku braku obowiązku spełnienia wymagań określonych w TSI (Dział III Wymagań),
   c) wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku obowiązku spełnienia wymagań określonych w TSI (Dział IV Wymagań),
   d) zasady współpracy z OSD w zakresie EMS (Dział V Wymagań).
3. Z zastrzeżeniem pkt 4 poniżej, wszelkie wyrażania, skróty i oznaczenia użyte w niniejszym dokumencie, jeżeli niezdefiniowane Słowniku skrótów i definicji IRiESD, posiadają znaczenie nadane im w poszczególnych działach Wymagań.
4. Techniczne Specyfikacje Interoperacyjności (ang. *Technical Specifications for Interoperatibility*) (dalej „TSI") stanowią szczegółowe wymagania techniczne i funkcjonalne, procedury i metody oceny zgodności z zasadniczymi wymaganiami dotyczącymi interoperacyjności kolei, warunki eksploatacji i utrzymania dotyczące składników interoperacyjności i podsystemów transeuropejskiego systemu kolei dużych prędkości i transeuropejskiego systemu kolei konwencjonalnej, określone przez Komisję Europejską, m.in. w:
   a) Rozporządzeniu Komisji (UE) nr 1301/2014 z dnia 18 listopada 2014 r. w sprawie technicznych specyfikacji interoperacyjności podsystemu „Energia" systemu kolei w Unii (dalej „Rozporządzenie 1301/2014"),
   b) Rozporządzeniu Komisji (UE) nr 1302/2014 z dnia 18 listopada 2014 r. w sprawie technicznej specyfikacji interoperacyjności odnoszącej się do podsystemu „Tabor — lokomotywy i tabor pasażerski" systemu kolei w Unii Europejskiej (dalej „Rozporządzenie 1302/2014"),
   c) rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2018/868 z dnia 13 czerwca 2018 r. zmieniającego rozporządzenie (UE) nr 1301/2014 oraz rozporządzenie (UE) nr 1302/2014w odniesieniu do przepisów dotyczących systemu pomiaru energii i systemu gromadzenia danych (dalej „Rozporządzenie 2018/868).
5. OSD nie rozstrzyga o obowiązku spełnienia przez przewoźnika kolejowego lub producenta wymagań TSI.
6. Odpowiedzialność za rozstrzygnięcie w zakresie obowiązku spełnienia wymagań TSI i zakresu zastosowania niniejszych Wymagań ponosi producent lub przewoźnik kolejowy.

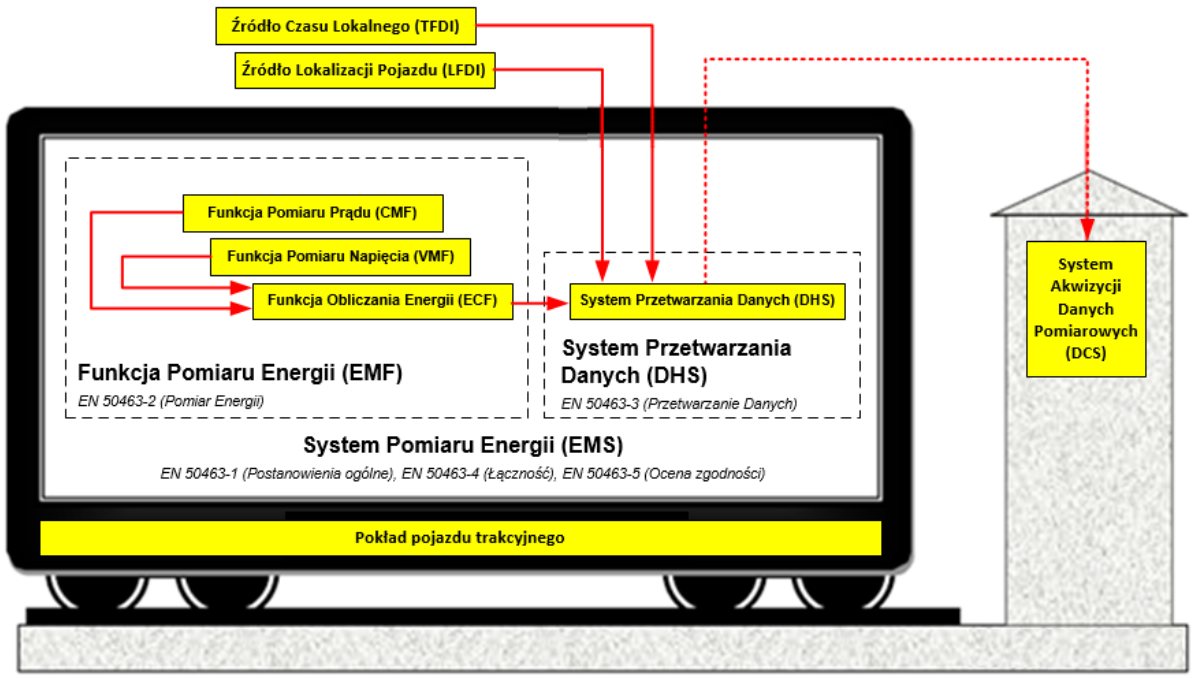
DZIAŁ II
WYMAGANIA DLA URZĄDZEŃ DO POMIARU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRĄDU STAŁEGO EKSPLOATOWANYCH W DNIU WEJŚCIA W ŻYCIE NINIEJSZYCH WYMAGAŃ DO CZASU MODERNIZACJI LUB ODNOWIENIA WYMAGAJĄCYCH SPEŁNIENIA WYMAGAŃ OKREŚLONYCH W TSI

Rozdział I
Wprowadzenie

§ 1

1. Wymagania określone w niniejszym Dziale II stosuje się dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego eksploatowanych w dniu wejścia w życie niniejszych Wymagań do czasu modernizacji lub odnowienia wymagających spełnienia wymagań określonych w TSI.
2. Na rysunku nr 1 przedstawiono strukturę funkcjonalną Systemu Pomiaru Energii EMS oraz przepływ danych między poszczególnymi elementami wchodzącymi w jego skład.

   Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego zostały zaktualizowane w zakresie zgodności z normą PN-EN 50463:2013
3. Zastosowania kolejowe – Pomiar energii na pokładzie pociągu.



Rysunek 1 - Struktura funkcjonalna EMS i przepływ danych pomiarowych do DCS.

Rozdział II
Standardowe wielkości wejściowe

§ 2

Pomiar napięcia. Maksymalne mierzone napięcia

1. Wartość sygnału wejściowego do ECF, odpowiadająca napięciu znamionowemu (U_n) zasilania pojazdu trakcyjnego, powinna zawierać się w granicach 0 – 10 V. Sygnał ten może być napięciem wyjściowym dzielnika napięcia lub innego przetwornika pomiarowego będącego częścią ECF lub oddzielnym urządzeniem pozwalającym na Funkcjonalny Pomiaru Napięcia (VMF).
2. EMS musi poprawnie pracować w zakresie napięć o wartościach $U_{min1} \leq U_n \leq U_{max2}$ zgodnie z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1, a które wynoszą:
   a. U_{min1} – 2000 V,
   b. U_{min2} – 2000 V,
   c. U_{max2} – 3900 V,
   d. U_n – 3000 V.

§ 3

Pomiar prądu. Maksymalne mierzone prądy

1. Wartość sygnału wejściowego do ECF, odpowiadająca prądowi znamionowemu I_n pojazdu trakcyjnego powinna zawierać się w granicach 0 – 10 V. Sygnał ten może być napięciem wyjściowym bocznika pomiarowego lub innego przetwornika pomiarowego będącego częścią ECF lub oddzielnym urządzeniem pozwalającym na Funkcjonalny Pomiar Prądu (CMF).
2. EMS musi poprawnie pracować w zakresie 10% $I_n \leq I \leq 120\%$ I_n.
3. EMS powinien rozpocząć pomiar energii gdy prąd mierzony przez CMF jest większy od 0,4% I_n, a napięcie co najmniej U_{min2} lub większe (zgodnie z normą PN-EN 50463:2013).

Rozdział III
Wymagania funkcjonalne

§ 4

Dane i sygnały wejściowe

Do Systemu Pomiaru Energii (EMS) powinny być doprowadzone następujące dane i sygnały wejściowe:

1. pomiar napięcia (VMF),
2. pomiar prądu (CMF),
3. sygnał synchronizacji czasu (TFDI w systemie DHS),
4. dane o lokalizacji pojazdu trakcyjnego (LFDI w systemie DHS).

§ 5

Lokalizacja pojazdu trakcyjnego

1. Ze względu na to, że pojazd trakcyjny może być zasilany z terenów różnych OSDp, niezbędna jest lokalizacja miejsca poboru energii przez opomiarowane przyłącze znajdujące się na pojeździe trakcyjnym (CPID).
2. Do tego celu jak również do rozliczania zużycia energii elektrycznej, lokalizacja pojazdu trakcyjnego (LFDI) musi być wykonywana w sposób ciągły.

§ 6

Dane wyjściowe

EMS powinien udostępniać co najmniej następujące dane wyjściowe:

a) kod identyfikacyjny system pomiaru energii (EMS),

b) kod identyfikacyjny pojazdu trakcyjnego CPID (12 cyfrowy EVN),

c) czas i datę z uwzględnieniem UTC+1 i UTC+2 (CET),

d) stany rejestrów systemu pomiaru energii (EMS),

e) wartość energii w bieżącym i poprzednich okresach rozliczeniowych,

f) wartość mocy w bieżącym i poprzednich okresach rozliczeniowych,

g) lokalizację miejsca odbioru energii (LFDI),

h) wersję firmware,

i) wyniki autodiagnostyki,

j) informacje o zakłóceniach i awariach (dziennik zdarzeń).

§ 7

Stany liczydeł (EMS)

EMS powinien umożliwiać odczyt wartości zużywanej i oddawanej energii wg stanów liczydeł w odpowiedniej strefie czasowej wyrażonej w kWh z dokładnością CEBD tj. z dokładnością do pierwszego miejsca po przecinku. Wyświetlanie wszystkich informacji powinno być zgodne z kodami EDIS/OBIS wg normy PN-EN 62056-6-1.

§ 8

Autodiagnostyka

1. EMS powinien być wyposażony w funkcję autodiagnostyki, która powinna mieć możliwość sprawdzania stanu torów pomiarowych oraz łączności pokładowej jednostki centralnej z pozostałymi elementami systemu pomiaru energii.
2. Autodiagnostyka powinna być wykonywana przy każdym rozpoczęciu pracy EMS oraz na sygnał żądania wysłany zdalnie lub bezpośrednio z panelu kontrolnego. Dane autodiagnostyki powinny być rejestrowane, a w przypadku pojawienia się błędu wysyłane natychmiast do Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych (DCS) OSD.

§ 9

Czas zamykania rekordów danych

Czasy zamykania rekordów danych CEBD wynosi 5 minut. Format, rodzaj oraz inne informacje powinny być zgodne z normą PN-EN 50463-3:2013.

OSD dopuszcza stosowanie zamykania rekordów w innym czasie pod warunkiem zapewnienia pełnej

równoważnej funkcjonalności zgodnej z zasadniczymi zapisami normy wymienionej powyżej. Profil taki nie stanowił będzie danych CEBD i powinien być przechowywany w innym odrębnym profilu. Wszelkie odstępstwa muszą być zgłoszone i uzyskać akceptację OSD.

§ 10

Przechowywanie danych

1. EMS powinien być wyposażony w pamięć o pojemności pozwalającej na przechowywanie wszystkich danych wyjściowych przez minimum 60 dni, przy czasie zapisu danych, co 5 minut.
2. EMS powinien przechowywać dane rozliczeniowe CEBD (między innymi stany rejestrów pobranej i oddanej energii elektrycznej, wartość 10 mocy maksymalnych w okresie rozliczeniowym) w pamięci wewnętrznej nie mniej niż 12 okresów rozliczeniowych. Okres rozliczeniowy powinien być ustawiany dowolnie w zależności od potrzeb lub zapisów w umowie na świadczenie usług dystrybucyjnych, sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej.
3. W przypadku potrzeby zapewnienia przechowywania większej liczby informacji pojemność pamięci EMS powinna być większa niż 25% powyżej szacowanego maksymalnego wykorzystania pamięci.

Rozdział IV
Transmisja danych

§ 11

Komunikacja bezpośrednia

1. EMS powinien być wyposażony w złącze komunikacyjne, które umożliwia dwukierunkowe przesyłanie danych z komputera przenośnego i pozwala na podgląd danych, odczyt wartości sygnałów wejściowych, odczyt danych wyjściowych oraz zmianę oprogramowania EMS w zakresie jego ustawień wewnętrznych.
2. EMS powinien umożliwiać komunikację za pomocą interfejsów komunikacyjnych odnoszących się do norm PN-EN 50463-4, PN-EN 62056-21, PN-EN 60870-5-2, PN-EN 62056-6-2.

§ 12

Komunikacja zdalna

1. EMS powinien być przystosowany do komunikacji zdalnej za pomocą dwóch, opisanych poniżej, metod transmisji danych pomiarowych z EMS zainstalowanych w pojazdach trakcyjnych:

   i) Metoda pierwsza (EMS jest wyposażony w urządzenie teletransmisyjne wewnętrzne lub zewnętrzne)

   Serwer Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych (DCS) OSD nawiązuje połączenie z DHS, następnie prowadzi transmisję i odczyt danych pomiarowych.

   ii) Metoda druga (EMS jest wyposażony w urządzenie teletransmisyjne wewnętrzne lub zewnętrzne)

   DHS komunikuje się on-line z EMF, zbiera i przechowuje dane pomiarowe, a po dokonaniu agregacji przesyła na wyznaczony serwer FTP (*File Transfer Protocol – protokół, który umożliwia przesyłanie plików z i na serwer poprzez sieć informatyczną*) Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych (DCS) OSD pliki z danymi pomiarowymi. Wysyłanie powinno odbywać się w zadanym kalendarzu odczytowym. Następnie serwer akwizycyjny DCS pobiera dane z serwera FTP (OSD) i wprowadza je do Systemu Akwizycyjnego Danych Pomiarowych OSD.

2. Metody transmisji danych pomiarowych, o których mowa w ust. 1 powinny być kompatybilne i powinny zapewniać pełną integralność z Systemem Akwizycji Danych Pomiarowych (DCS) OSD.
3. Dostępne formaty przesyłania danych: XML zgodny z normą PN-EN 50463-4:2013. OSD dopuszcza stosowanie innych równoważnych formatów danych np. CSV, DAT. Wszelkie odstępstwa muszą być zgłoszone i uzyskać akceptację OSD.

§ 13

Wyświetlacz

1. EMS powinien być wyposażony w wyświetlacz przedstawiający co najmniej następujące dane:
   a) kod identyfikacyjny system pomiaru energii EMS (numer),
   b) kod identyfikacyjny przewoźnika,
   c) kod identyfikacyjny pojazdu trakcyjnego CPID (12 cyfrowy EVN),
   d) datę i czas (CET),
   e) stany rejestrów energii - z dokładnością do 0,1 kWh,
   f) wartość mocy maksymalnej – z dokładnością do 1 kW,
   g) wyniki autodiagnostyki,
   h) informacje o wystąpieniu zakłóceń i awarii.
2. Informacje, o których mowa w ust. 1, mogą być wyświetlane sekwencyjnie lub jednocześnie.

§ 14

Zasilanie

1. EMS powinien być przystosowany do zasilania prądem stałym lub przemiennym o częstotliwości 47 -63 Hz, przy czym zalecane wartości napięcia znamionowego wynoszą: 24 V DC, 48 V DC, 110 V DC, 220 V DC i 230 V AC.
2. Wartość i rodzaj napięcia mierzonego powinny być dostosowane do miejsca zainstalowania EMS lub przestawiane automatycznie w przypadku, gdy EMS posiada możliwość zasilania z różnych wartości napięć.
3. EMS musi poprawnie pracować w zakresie napięć o wartościach $U_{min1} \leq U_n \leq U_{max2}$ zgodnie z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1.
4. Przy zaniku napięcia mierzonego, zasilanie powinno być podtrzymywane przez wewnętrzne źródło energii o pojemności elektrycznej wystarczającej do utrzymania danych w pamięci EMS, przez co najmniej 63 dni z uwzględnieniem § 10.
5. Wymiana ogniwa podtrzymującego pracę pamięci EMS nie powinna naruszać elementów zabezpieczających EMS. Jeżeli ze względów technicznych naruszenie plomb kontroli metrologicznej jest konieczne, po takiej czynności należy wykonać ponowne wzorcowanie EMS.
6. W przypadku braku napięcia mierzonego, EMS powinien umożliwiać pozyskiwanie danych pomiarowych poprzez wykorzystanie dodatkowego źródła zasilania (np.: bezpośredniego połączenie z baterią akumulatorów pokładowych lub zastosowanie dodatkowego zewnętrznego zasilacza UPS) z zachowaniem czasu podtrzymania napięcia nie krócej niż 15 minut.

Rozdział V
Wymagania mechaniczne

§ 15

Ogólne wymagania mechaniczne

1. Konstrukcja EMS i użyte do jego budowy materiały powinny zapewniać:
   a) ochronę przed porażeniem prądem elektrycznym,
   b) ochronę przed skutkami wystąpienia w jego układzie nadmiernej temperatury,
   c) ochronę przed rozprzestrzenianiem się ognia,
   d) ochronę przed penetracją ciał stałych, kurzu i wody.
2. Wszystkie części, które są narażone na korozję w normalnych warunkach pracy muszą być pokryte dodatkową powłoką ochronną.
3. Obudowa EMS lub jego elementów składowych powinna posiadać miejsca na założenie plomb. Powinna być pokryta powłoką, którą można usunąć tylko mechaniczne oraz nie powinna się deformować pod wpływem temperatury i nacisków mechanicznych. Obudowa powinna być tak zaprojektowana i wykonana, aby dostęp do jej wnętrza był możliwy tylko po złamaniu zabezpieczeń (zerwaniu plomb) i zastosowaniu odpowiednich narzędzi. OSD dopuszcza możliwość rezygnacji z dodatkowej obudowy bocznika na rzecz przystosowania samego bocznika do plombowania.
4. Okno wyświetlacza powinno być przeźroczyste i umożliwiać odczyt. Jego mechaniczne rozbicie lub wyłamanie powinno być możliwe do naprawy tylko po zdjęciu plomb i otworzeniu obudowy.
5. EMS powinien umożliwiać przewijanie ekranów przez operatora w trybie statycznym.

§ 16

Przetworniki pomiarowe

Przetworniki pomiarowe powinny być przystosowane do plombowania. W przypadku konieczności stosowania dodatkowej łączeniowej listwy pośredniczącej, listwa ta również powinna być przystosowana do plombowania.

§ 17

Połączenia elektryczne

Wszystkie połączenia elektryczne powinny spełniać wymagania normy PN-EN 60999–1 oraz PN-EN 60999-2.

§ 18

Odporność na temperaturę i ogień

Pod względem odporności na temperaturę i ogień EMS powinien spełniać wymagania normy PN-EN 45545-5.

§ 19

Ochrona przed wnikaniem ciał obcych

W celu ochrony EMS przed wnikaniem do jego wnętrza kurzu, wody i innych ciał obcych, obudowy wszystkich jego części składowych powinny posiadać stopień ochrony co najmniej IP54.

Z obowiązku tego wyłącza się przetworniki prądowe, przetworniki napięciowe oraz boczniki.

§ 20

Dane tabliczki znamionowej

1. Każdy egzemplarz EMS powinien być wyposażony w tabliczkę znamionową, na której powinny być umieszczone następujące dane:
   a) nazwa producenta i/lub znak firmowy,
   b) opis typu i aktualny numer certyfikatu zgodności z normą EN 50463:2013 (lub próby typu) na osobnej etykiecie,
   c) numer seryjny i rok produkcji,
   d) stopień ochrony przeciwporażeniowej,
   e) klasa dokładności EMS lub klasa odpowiednia dla różnych wejść,
   f) napięcie(a) znamionowe,
   g) prąd znamionowy,
   h) stała przeliczenia (np. w formie x* imp/kWh),
   i) znamionowe napięcie pomocnicze,
   j) data wzorcowania na osobnej etykiecie.
2. Symbole i oznaczenia użyte na tabliczce znamionowej powinny być zgodne z normą PN-EN 62053-52.
3. Tabliczka znamionowa powinna być umieszczona na obudowie pokładowej jednostki centralnej. Na pozostałych elementach wchodzących w skład EMS powinno być umieszczone co najmniej:
   a) nazwa producenta i/lub znak firmowy,
   b) typ, model, wersja,
   c) numer seryjny,
   d) rok produkcji.

Rozdział VI
Wymagania klimatyczne

§ 21

Zakres temperatur

EMS powinien pracować poprawnie w zakresie zadeklarowanej klasy temperaturowej zgodnej z normą PN-EN 50155.

§ 22

Wilgotność względna

EMS powinien pracować poprawnie w środowisku o wilgotności względnej określonej w normie PN-EN 50155.

Rozdział VII
Wymagania elektryczne

§ 23

Wymagania dla wejść pomiarowych

1. Minimalna rezystancja każdego z wejść napięciowych powinna być wyższa niż 20 kΩ. W przypadku, gdy przetwornik pomiarowy napięcia jest częścią ECF, wówczas minimalna rezystancja wejściowa VMF (przetwornika) uzależniona jest od jego konstrukcji.
2. Maksymalna rezystancja każdego obwodu do pomiaru prądu nie powinna być większa niż 5 [V]/I_n [A].

§ 24

Odporność na zmiany napięcia w sieci trakcyjnej 3kV prądu stałego

1. EMS powinien pracować poprawnie w zakresie zadeklarowanej wartości napięć z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1.
2. Powrót napięcia do wartości znamionowych nie powinno skutkować zmianą cech metrologicznych EMS.

§ 25

Odporność na przeciążenia

1. Krótkotrwałe przeciążenia nie powinny uszkodzić EMS oraz ujemnie wpłynąć na jego własności metrologiczne, a zmiana niepewności pomiaru nie powinna przekroczyć 0,5 %.
2. EMS połączony poprzez boczniki (przetworniki) pomiarowe powinien być odporny na przepływ w głównym obwodzie prądu o wartości do 50 kA w czasie 0,1 s. (zgodnie z normą PN-EN 50463 2:2013).

§ 26

Izolacja

Izolacja wszystkich części EMS powinna spełniać wymagania normy PN-EN 61010-1. Izolacja pomiędzy wysokonapięciowymi wejściami pomiarowymi, a pozostałymi obwodami licznika powinna wytrzymać przez 1 min napięcie skuteczne 12 kV/50 Hz.

§ 27

Wpływ nagrzewania

1. Wpływ wzrostu temperatury elementów EMS, wywołanego przepływem prądu 1,2 I_n nie może spowodować zmiany niepewności pomiaru o wartości 0,7%.
2. Podczas znamionowych warunków pracy, wszelkie układy elektryczne EMS oraz ich izolacja nie powinny osiągać temperatur mogących ujemnie wpływać na pracę EMS.
3. Materiały izolacyjne powinny spełniać wymagania normy PN-EN 60085.

§ 28

Kompatybilność elektromagnetyczna

Pod względem kompatybilności elektromagnetycznej EMS powinien spełniać wymagania normy PN-EN 50121-3-2.

Rozdział VIII
Dokładność pomiarów

§ 29

Maksymalny błąd pomiaru EMF i układu pomiarowego

Dla prądu o wartości 10% $I_n \leq I \leq 120\% I_n$ i napięcia o wartości $U_{min1} \leq U_n \leq U_{max2}$, w warunkach określonych w normie PN-EN 50463-2:2013, maksymalny błąd pomiaru prądu i napięcia nie powinien przekraczać 1%, przy czym maksymalny błąd pomiaru dla całego układu pomiarowego EMF(ECF, przetworniki napięcia i prądu) nie powinien przekraczać 2,0%, obliczonego zgodnie z wzorem:

$$\varepsilon_{EMF} = \sqrt{(\varepsilon_{VMF})^2 + (\varepsilon_{CMF})^2 + (\varepsilon_{ECF})^2}$$

gdzie:

ε EMF maksymalny błąd EMF

ε VMF maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla VMF

ε CMF maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla CMF

ε ECF maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla ECF.

§ 30

Wpływ temperatury na dokładność

Zmiany temperatury EMS nie powinny powodować zmian dokładności pomiarów większych niż 0,02%/K dla zmian temperatury ±10 K w stosunku do temperatury znamionowej określonej przez producenta.

§ 31

Stała przeliczania

Stała przeliczania powinna być tak dobrana, aby impulsy pojawiające się w skutek oddziaływania zewnętrznego nie powodowały niepewności pomiaru większej niż 0,1 klasy EMS.

§ 32

Start pracy

EMF powinien być gotowy do pracy w ciągu 15 sekund od pojawienia się napięcia U_{min1}. DHS powinien być gotowy do pracy w czasie do 60 sekund od doprowadzenia napięcia pomocniczego.

Rozdział IX
Weryfikacja EMS i metrologia

§ 33

Sprawdzenia zgodności metrologicznej

1. W celu sprawdzenia, czy EMS (EMF, VMF, CMF) utrzymuje swoje parametry metrologiczne każdy system pomiarowy powinien być poddawany sprawdzeniu metrologicznemu – wzorcowaniu. Sprawdzenie takie powinno być wykonywane przez wyspecjalizowane laboratoria (jednostki notyfikowane lub posiadające akredytację wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji), nie rzadziej niż co 48 miesięcy, potwierdzone uzyskaniem świadectwa wzorcowania.

2. Dla EMS zainstalowanych lub oddanych do eksploatacji przed 15 października 2015 r. EMS, powinny być wzorcowane wg punktów pomiarowych (sprawdzających dokładność zużycia energii pobranej oraz oddanej) wskazanych w poniższej tabeli.

Punkty pomiarowe wzorcowania			
Lp.	**I**	**U**	**Uwagi**
1	0,04 I_n	1,0 U_n	czas rejestracji pomiaru ≥ 15 min
2	0,1 I_n	1,0 U_n	
3	0,5 I_n	1,0 U_n	
4	1,0 I_n	1,0 U_n	
5	1,2 I_n	1,0 U_n	
6	0,25 I_n	0,9 U_n	
7	0,8 I_n	0,9 U_n	
8	1,0 I_n	0,9 U_n	
9	1,0 I_n	1,1 U_n	
10	1,2 I_n	1,1 U_n	

3. Dla EMS zgodnych z normą PN-EN 50463:2013 zainstalowanych i oddanych do eksploatacji, EMS powinny być wzorcowane zgodnie z zapisami tej normy.
4. OSD ma prawo do przeprowadzenia z własnej inicjatywy lub na wniosek odbiorcy kontroli mającej na celu sprawdzenie prawidłowości eksploatacji i działania układów pomiarowych oraz rozliczeń zużycia energii elektrycznej.

§ 34

Próba typu

1. Dla EMS zainstalowanych lub oddanych do eksploatacji **przed 15 października 2015** r. EMS powinny posiadać świadectwo przeprowadzenia próby typu wydane przez wyspecjalizowane laboratoria (jednostki notyfikowane lub posiadające akredytację wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji), w zakresie przeprowadzonego w pełnym zakresie badania, o którym mowa w normie PN-EN 50463:2008.
2. Dla EMS zainstalowanych lub oddanych do eksploatacji **po 15 października 2015** r. EMS powinny posiadać świadectwo (lub świadectwa) przeprowadzenia certyfikacji w zakresie zgodności z normą PN-EN 50463:2013 (wszystkie tomy). Certyfikat taki może wydać wyspecjalizowane laboratorium, jednostka notyfikowana lub podmiot posiadający akredytację wydaną przez upoważniony podmiot akredytujący państwa członkowskiego Unii Europejskiej.

§ 35

Informacje dodatkowe

1. Przewoźnik kolejowy przekazuje OSD informacje i dokumentację systemu EMS celem potwierdzenia integralności stosowanych w pojazdach trakcyjnych typów urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego stanowiących system EMS z systemem OSD. OSD dokonywać będzie potwierdzenia wskazując ważne informacje o elementach mających wpływ na prawidłowość rozliczeń wraz z zastosowanym firmware urządzenia. Wszystkie składane dokumenty oraz dokumentacje techniczno-ruchowe systemu pomiarowego EMS powinny być w języku polskim (lub przetłumaczone na język polski przez tłumacza).

2. W przypadku gdy pojazd trakcyjny wyposażony zostanie w EMS i będzie eksploatowany na sieci kolejowej zarządzanej przez innego zarządcę infrastruktury niż Polskie Linie Kolejowe S.A. lub poza granicami kraju, należy stosować odpowiednie zapisy normy PN-EN 50463:2018 (wszystkie tomy).

§ 36

Symbole, skróty i oznaczenia

Dla celów tego Działu II Wymagań stosuje się następujące skróty i symbole:

Skróty

EMS	System Pomiaru Energii	Energy Measurement System
EMF	Funkcja Pomiaru Energii	Energy Measurement Function
VMF	Funkcja Pomiar Napięcia	Voltage Measurement Function
CMF	Funkcja Pomiaru Prądu	Current Measurement Function
ECF	Funkcja Obliczania Energii	Energy Calculation Function
CPID	Kod Identyfikujący Punkt Odbioru Energii	Consumption Point ID
LFDI	Źródło Lokalizacji punktu poboru	Location Function to DHS interface
TFDI	Źródło daty i czasu UTC	UTC Source to DHS Interface
UTC	Data i czas	Coordinated Universal Time
CET	Data i czas środkowo europejski	Central European Time (UTC+1/ UTC+2)
DHS	System Przetwarzania Danych	Data Handling System
EVN	Europejski Numer Pojazdu	Europen Vehicle Number
DCS	System Akwizycji Danych Pomiarowych	Date Collection System
CEBD	Zestawione dane rozliczeniowe energii	Compiled Energy Billing Data
OTS	Odbiór Techniczny Specjalny	Dokument wystawiany przez OSD
	WYMAGANIA	Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego PGE Energetyka Kolejowa S.A.

Symbole

I_n	prąd znamionowy
U_{max1}	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
U_{max2}	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
U_{max3}	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
U_{min1}	najniższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006

U_{min2}	najniższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
U n, *EMF*	napięcie pierwotne EMF
U n, VMF	znamionowe napięcie VMF
ε EMF	maksymalny błąd EMF
ε VMF	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla VMF
ε CMF	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla CMF
ε ECF	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla ECF

Wykaz norm użytych w niniejszym Dziale II Wymagań:

1. PN-EN 50463-1:2013-06 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 1: Postanowienia ogólne,
2. PN-EN 50463-2:2013-06 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 2: Pomiar energii,
3. PN-EN 50463-3:2013-08 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 3: Przetwarzanie danych,
4. PN-EN 50463-4:2013-06 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 4: Komunikacja,
5. PN-EN 50463-5:2013-06 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 5: Ocena zgodności,
6. PN-EN 50163:2006 - Zastosowania kolejowe - Napięcia zasilania systemów trakcyjnych,
7. PN-EN 62056-6-1 - Wymiana danych w pomiarach energii elektrycznej - Zespół DLMS/COSEM - Część 6-1: System identyfikacji obiektów (OBIS),
8. PN-EN 62056-21 - Pomiary elektryczne - Wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem - Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych,
9. PN-EN 60870-5-2 - Urządzenia i systemy telesterowania - Część 5-2: Protokoły transmisyjne - Procedury transmisyjne,
10. PN-EN 62056-6-2 - Wymiana danych w pomiarach energii elektrycznej - Zespół DLMS/COSEM - Część 6-2: Klasy interfejsu COSEM,
11. PN-EN 60999-1 - Osprzęt połączeniowy,
12. PN-EN 45545-5 - Kolejnictwo - Ochrona przeciwpożarowa w pojazdach szynowych,
13. PN-EN 62053-52 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej - Wymagania szczegółowe - Część 52: Symbole,
14. PN-EN 50155 - Zastosowania kolejowe - Wyposażenie elektroniczne stosowane w taborze,
15. PN-EN 61010-1 - Wymagania bezpieczeństwa dotyczące elektrycznych przyrządów pomiarowych, automatyki i urządzeń laboratoryjnych - Część 1: Wymagania ogólne
16. PN-EN 60085 - Izolacja elektryczna - Ocena termiczna i oznaczenia,
17. PN-EN 50121-3-2 - Zastosowania kolejowe - Kompatybilność elektromagnetyczna - Część 3-2: Tabor – Aparatura.

Wszystkie przywołane normy są aktualne

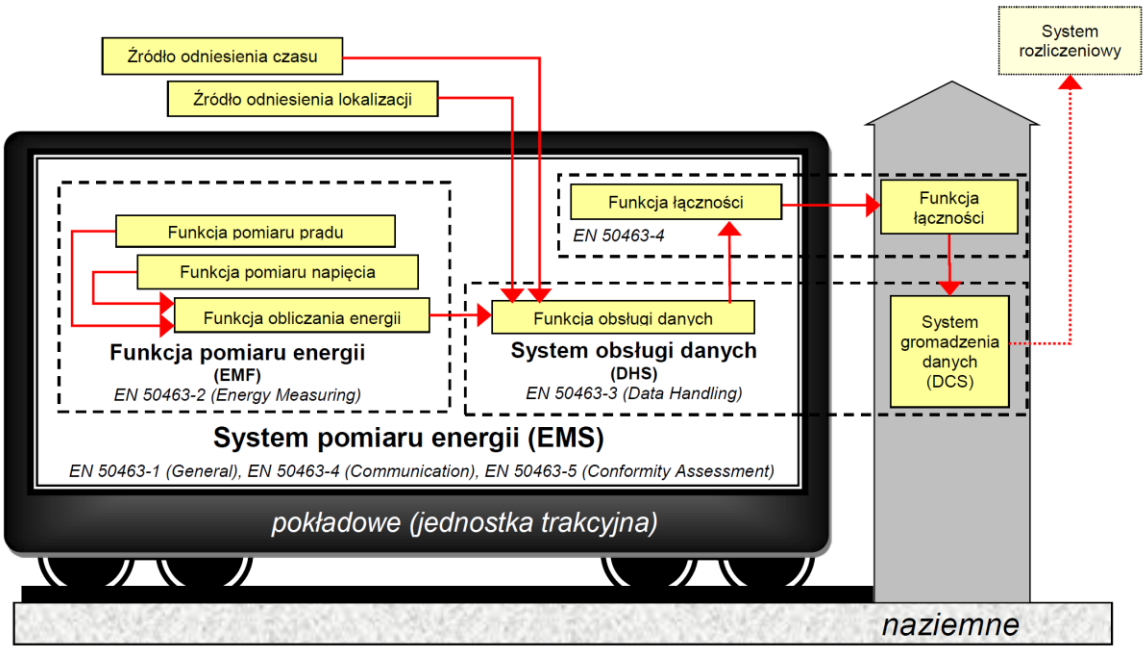
z wykazem norm Polskiego Komitetu Normalizacyjnego oraz aktualne z dniem publikacji Wymagań.

DZIAŁ III
WYMAGANIA DLA URZĄDZEŃ DO POMIARU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRĄDU STAŁEGO W PRZYPADKU BRAKU OBOWIĄZKU SPEŁNIENIA WYMAGAŃ OKREŚLONYCH W TSI

Rozdział I
Wprowadzenie

§ 1

1. Wymagania określone w niniejszym Dziale III stosuje się dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego w przypadku braku obowiązku spełnienia przez przewoźnika kolejowego i producenta wymagań określonych w TSI.
2. Niniejsze WYMAGANIA są stosowane w przypadku, gdy producenci i przewoźnicy kolejowi nie stosują wymagań TSI.
3. Na Rysunku nr 1 przedstawiono strukturę funkcjonalną Systemu Pomiaru Energii EMS oraz przepływ danych między poszczególnymi elementami wchodzącymi w jego skład.
4. Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego zostały zaktualizowane w zakresie zgodności z normami:
   a. PN-EN 50463-1:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 1: Postanowienia ogólne;
   b. PN-EN 50463-2:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 2: Pomiar energii;
   c. PN-EN 50463-3:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 3: Przetwarzanie danych;
   d. PN-EN 50463-4:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 4: Komunikacja;
   e. PN-EN 50463-5:2018-01 Zastosowania kolejowe - Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 5: Ocena zgodności.



Rysunek 1 - Struktura funkcjonalna EMS i przekazywania danych

Rozdział II
Standardowe wielkości wejściowe

§ 2

Pomiar napięcia. Maksymalne mierzone napięcia

1. Wartość sygnału wejściowego do ECF, odpowiadająca napięciu znamionowemu (U_n) zasilania pojazdu trakcyjnego, powinna wynosić:
   a. dla czujników z wyjściem napięciowym: 2 V, 4 V lub 10 V;
   b. dla czujników z wyjściem prądowym: 20 mA, 50 mA lub 100 mA.

   Sygnał ten może być napięciem wyjściowym dzielnika napięcia lub innego przetwornika pomiarowego będącego częścią ECF lub oddzielnym urządzeniem pozwalającym na Funkcjonalny Pomiaru Napięcia (VMF).
2. EMS musi poprawnie pracować w zakresie napięć o wartościach $U_{min1} \leq U_n \leq U_{max2}$ zgodnie z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1, a które wynoszą:
   a. U_{min1} – 2000 V,
   b. U_{min2} – 2000 V,
   c. U_{max2} – 3900 V,
   d. U_n – 3000 V.

§ 3

Pomiar prądu. Maksymalne mierzone prądy

1. Wartość sygnału wejściowego do ECF, odpowiadająca prądowi znamionowemu I_n pojazdu trakcyjnego powinna wynosić:
   a. dla czujników z wyjściem napięciowym: 22,5 mV, 150 mV, 200 mV, 225 mV, 4 V lub 10 V,
   b. dla czujników z wyjściem prądowym: 50 mA, 100 mA, 200 mA, 400 mA, 500 mA, 800 mA, 1 A, 2 A lub 5 A.

   Sygnał ten może być napięciem wyjściowym bocznika pomiarowego lub innego przetwornika pomiarowego będącego częścią ECF lub oddzielnym urządzeniem pozwalającym na Funkcjonalny Pomiar Prądu (CMF).
2. EMS musi poprawnie pracować w zakresie $0{,}4\% I_n \leq I \leq 120\% I_n$.
3. EMS powinien rozpocząć pomiar energii gdy prąd mierzony przez CMF jest większy od 0,4% I_n , a napięcie co najmniej U_{min2} lub większe (zgodnie z normą PN-EN 50463-2:2018-01).

Rozdział III
Wymagania funkcjonalne

§ 4

Dane i sygnały wejściowe

Do Systemu Pomiaru Energii (EMS) powinny być doprowadzone następujące dane i sygnały wejściowe:
1. pomiar napięcia (VMF),
2. pomiar prądu (CMF),
3. sygnał synchronizacji czasu (TFDI – interfejs źródło UTC w systemie DHS),

4. dane o lokalizacji pojazdu trakcyjnego (LFDI – interfejs funkcja lokalizacji w systemie DHS).

§ 5

Lokalizacja pojazdu trakcyjnego

1. Ze względu na to, że pojazd trakcyjny może być zasilany z terenów różnych OSDp lub i OSP, niezbędna jest lokalizacja miejsca poboru energii przez interfejs funkcja lokalizacji (LFDI).
2. Lokalizacja pojazdu trakcyjnego (LFDI) musi być wykonywana w sposób ciągły.
3. Na otwartej przestrzeni lokalizacja pojazdu powinna być z dokładnością minimum 250 m.

§ 5a

Identyfikator punktu poboru

Każdemu EMS należy przypisać unikalny identyfikator punktu poboru (CPID).

Na CPID składa się zawartość następujących pól:

1) NVR - kodu krajowego rejestru pojazdów;
2) VKM – identyfikator dysponenta pojazdu;
3) EVN - europejskiego numeru pojazdu / numeru OTIF;
4) EMSID – ID systemu pomiaru energii.

Gdy CPID jest prezentowany jako ciąg, powinien być złożony zgodnie ze schematem: [NVR]_[VKM]_[EVN][EMSID].

CPID powinien być przechowywany w pamięci nieulotnej systemu EMS. Należy zastosować procedury ochrony dla zabezpieczenia przed nieautoryzowanymi zmianami CPID.

§ 6

Dane wyjściowe

1. EMS powinien udostępniać co najmniej następujące dane wyjściowe:
   a) dane dotyczące czasu;
   b) dane dotyczące energii, wartości przyrostów;
   c) dane dotyczące lokalizacji;
   d) kody jakości dotyczące:
      i. czasu;
      ii. energii;
      iii. lokalizacji;
   e) dane dotyczące energii, wartości indeksów (opcjonalnie);
   f) kod systemu trakcji (opcjonalnie).

   Powyższe zbiorcze dane do celów rozliczania energii powinny być wygenerowane na zakończenie każdego referencyjnego przedziału czasu TRP.
2. Dodatkowo wymaga się udostępniania danych:
   a) wartość energii w bieżącym i poprzednich okresach rozliczeniowych,
   b) wartość mocy w bieżącym i poprzednich okresach rozliczeniowych,
   c) wersję firmware,
   d) wyniki autodiagnostyki,
   e) informacje o zakłóceniach i awariach (dziennik zdarzeń).

§ 7

Stany liczydeł (EMS)

EMS powinien umożliwiać odczyt wartości zużywanej i oddawanej energii wg stanów liczydeł w odpowiedniej strefie czasowej wyrażonej w kWh z dokładnością CEBD tj. z dokładnością do

pierwszego miejsca po przecinku. Wyświetlanie wszystkich informacji powinno być zgodne z kodami EDIS/OBIS wg normy PN-EN 62056-6-1:2018-02.

§ 8

Autodiagnostyka

1. EMS powinien być wyposażony w funkcję autodiagnostyki, która powinna mieć możliwość sprawdzania stanu torów pomiarowych oraz łączności pokładowej jednostki centralnej z pozostałymi elementami systemu pomiaru energii.
2. Autodiagnostyka powinna być wykonywana przy każdym rozpoczęciu pracy EMS oraz na sygnał żądania wysłany zdalnie lub bezpośrednio z panelu kontrolnego. Dane autodiagnostyki powinny być rejestrowane, a w przypadku pojawienia się błędu wysyłane natychmiast do Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych OSD.

§ 9

Czas zamykania rekordów danych

1. Za przedziały czasu TRP należy przyjmować kolejne 5-minutowe okresy, począwszy od stempla czasowego 0000 (mmss).
2. Dane dotyczące czasu, które mają być wykorzystywane w CEBD, powinny być czasem końca TRP.
3. DHS może tworzyć i przesyłać, z DHS do innych systemów pokładowych lub naziemnych, dane z krótszych okresów niż TRP, ale dane takie nie są uważane za CEBD.
4. OSD dopuszcza stosowanie zamykania rekordów w innym czasie pod warunkiem zapewnienia pełnej równoważnej funkcjonalności zgodnej z zasadniczymi zapisami normy wymienionej powyżej. Profil taki nie stanowił będzie danych CEBD i powinien być przechowywany w innym odrębnym profilu. Wszelkie odstępstwa muszą być zgłoszone i uzyskać akceptację OSD.

§ 10

Przechowywanie danych

1. EMS powinien przechowywać dane przez okres nie krótszy niż wskazany poniżej.
   a) parametry oprogramowania i systemu: do momentu zastąpienia przez upoważnionego użytkownika;
   b) CEBD: ostatnie minimum 60 dni;
   c) pliki rejestru związane z CEBD oraz z danymi dotyczącymi CEBD: ostatnie 60 dni;
   d) wszelkie inne dane: brak minimalnych wymagań.
2. Wszystkie dane starsze niż minimalny wymagany okres przechowywania mogą zostać nadpisane lub skasowane.
3. EMS może posiadać funkcję (reset) umożliwiającą wyczyszczenie zawartości pamięci podczas instalacji.
4. EMS powinien przechowywać dane rozliczeniowe CEBD (między innymi stany rejestrów pobranej i oddanej energii elektrycznej, wartość 10 mocy maksymalnych w okresie rozliczeniowym) w pamięci wewnętrznej nie mniej niż 12 okresów rozliczeniowych. Okres rozliczeniowy powinien być ustawiany dowolnie w zależności od potrzeb lub zapisów w umowie na świadczenie usług dystrybucyjnych.
5. Pojemność pamięci danych DHS powinna zaspokajać wszystkie potrzeby w zakresie przechowywania danych bez wyzwań eksploatacyjnych. Powinna ona przekraczać o ponad 25 % szacowane maksymalne wykorzystanie pamięci.

Rozdział IV
Transmisja danych

§ 11

Komunikacja bezpośrednia

1. EMS powinien być wyposażony w złącze komunikacyjne wykorzystywane w celach utrzymania i komunikacji z innymi systemami pokładowymi, które umożliwia dwukierunkowe przesyłanie danych z komputera przenośnego i pozwala na podgląd danych, odczyt wartości sygnałów wejściowych, odczyt danych wyjściowych oraz zmianę oprogramowania EMS w zakresie jego ustawień wewnętrznych.
2. EMS powinien umożliwiać komunikację za pomocą interfejsów komunikacyjnych odnoszących się do norm PN-EN 50463-4, PN-EN 60870-5-2.

§ 12

Komunikacja zdalna

1. EMS powinien być przystosowany do komunikacji zdalnej – wyposażony w urządzenie teletransmisyjne wewnętrzne lub zewnętrzne.
2. EMS komunikuje się on-line z naziemnym systemem gromadzenia danych (DCS) i przekazuje zebrane dane pomiarowe przechowywane w pamięci, w określonym interwale czasowym. Po przekazaniu danych EMS powinien odczytać wiadomości i polecenia wystawiane przez DCS.
3. EMS powinien wykorzystywać protokół HTTP lub FTP ze skrzynką pocztową. Protokoły powinny być zgodne z EN-PN 50463-4:2018.
4. Ochrona danych powinna być zgodna z EN-PN 50463-4:2018, a dostęp do danych i struktur EMS powinien pozostawać pod kontrolą dostępu zgodnie z EN-PN 50463-1:2018.
5. Metody transmisji danych pomiarowych, o których mowa w ust. 1 powinny być kompatybilne i powinny zapewniać pełną integralność z SADP OSD.
6. Dostępne formaty przesyłania danych: XML zgodny z normą PN-EN 50463-4:2018. OSD dopuszcza stosowanie innych równoważnych formatów danych np. CSV, DAT. Wszelkie odstępstwa muszą być zgłoszone i uzyskać akceptację OSD.

§ 13

Wyświetlacz

1. EMS powinien być wyposażony w wyświetlacz przedstawiający co najmniej następujące dane:
   a) identyfikator punktu poboru (CPID).
   b) datę i czas,
   c) stany rejestrów energii - z dokładnością do 0,1 kWh
   d) wartość mocy maksymalnej – z dokładnością do 1 kW,
   e) wyniki autodiagnostyki,
   f) informacje o wystąpieniu zakłóceń i awarii.
2. Informacje, o których mowa w ust. 1, mogą być wyświetlane sekwencyjnie lub jednocześnie.

§ 14

Zasilanie

1. EMS musi poprawnie pracować w zakresie napięć o wartościach $U_{min1} \leq Un \leq U_{max2}$ zgodnie z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1.
2. Przy zaniku podstawowego napięcia zasilającego EMS, zasilanie powinno być podtrzymywane przez wewnętrzne rezerwowe źródło energii o pojemności elektrycznej wystarczającej do utrzymania danych w pamięci EMS, przez co najmniej 60 dni z uwzględnieniem § 10.
3. Wymiana ogniwa podtrzymującego pracę pamięci EMS nie powinna naruszać elementów

zabezpieczających EMS. Jeżeli ze względów technicznych naruszenie plomb kontroli metrologicznej jest konieczne, po takiej czynności należy wykonać ponowne wzorcowanie EMS.

4. W przypadku braku napięcia mierzonego, EMS powinien umożliwiać pozyskiwanie danych pomiarowych poprzez wykorzystanie dodatkowego źródła zasilania (np.: bezpośredniego połączenie z baterią akumulatorów pokładowych lub zastosowanie dodatkowego zewnętrznego zasilacza UPS) z zachowaniem czasu podtrzymania napięcia nie krócej niż 15 minut.
5. Główne wejścia prądowe i napięciowe systemu EMS powinny być izolowane od wszystkich wyjść odsłoniętych i dostępnych w normalnych warunkach pracy. Materiał izolacyjny powinien być zgodny z właściwymi wymaganiami EN 60085. Znamionowy poziom izolacji EMS powinien spełniać wymagania normy PN-EN 50124 1:2001.

Rozdział V
Wymagania mechaniczne

§ 15

Ogólne wymagania mechaniczne

1. Konstrukcja EMS i użyte do jego budowy materiały powinny zapewniać:
   a) ochronę przed porażeniem prądem elektrycznym,
   b) ochronę przed skutkami wystąpienia w jego układzie nadmiernej temperatury,
   c) ochronę przed rozprzestrzenianiem się ognia,
   d) ochronę przed penetracją ciał stałych, kurzu i wody.
2. Wszystkie części, które są narażone na korozję w normalnych warunkach pracy muszą być pokryte dodatkową powłoką ochronną.
3. Obudowa EMS lub jego elementów składowych powinna posiadać miejsca na założenie plomb. Powinna być pokryta powłoką, którą można usunąć tylko mechaniczne oraz nie powinna się deformować pod wpływem temperatury i nacisków mechanicznych. Obudowa powinna być tak zaprojektowana i wykonana, aby dostęp do jej wnętrza był możliwy tylko po złamaniu zabezpieczeń (zerwaniu plomb) i zastosowaniu odpowiednich narzędzi. OSD dopuszcza możliwość rezygnacji z dodatkowej obudowy bocznika na rzecz przystosowania samego bocznika do plombowania.
4. Okno wyświetlacza powinno być przeźroczyste i umożliwiać odczyt. Jego mechaniczne rozbicie lub wyłamanie powinno być możliwe do naprawy tylko po zdjęciu plomb i otworzeniu obudowy.
5. EMS powinien umożliwiać przewijanie ekranów przez operatora w trybie statycznym.
6. Przyrządy przeznaczone do zainstalowania na pokładzie taboru powinny być zgodne z mającymi zastosowanie wymaganiami mechanicznymi zdefiniowanymi w EN 50125 1 i EN 50155.
7. Wszystkie komponenty systemu EMS wymagające ochrony środowiskowej powinny być montowane w obudowach zgodnych z EN 60529.

§ 16

Przetworniki pomiarowe

Przetworniki pomiarowe powinny być przystosowane do plombowania. W przypadku konieczności stosowania dodatkowej łączeniowej listwy pośredniczącej, listwa ta również powinna być przystosowana do plombowania.

§ 17

Połączenia elektryczne

Wszystkie połączenia elektryczne powinny spełniać wymagania normy PN-EN 60999–1 oraz PN-EN 60999-2.

§ 18

Odporność na temperaturę i ogień

Pod względem odporności na temperaturę i ogień EMS powinien spełniać wymagania normy PN-EN 45545-2 i PN-EN 45545-5.

§ 19

Ochrona przed wnikaniem ciał obcych

W celu ochrony EMS przed wnikaniem do jego wnętrza kurzu, wody i innych ciał obcych, obudowy wszystkich jego części składowych powinny posiadać stopień ochrony adekwatny do miejsca instalacji danej części EMS. Z obowiązku tego wyłącza się przetworniki prądowe, przetworniki napięciowe oraz boczniki."

§ 20

Dane tabliczki znamionowej

1. Każdy egzemplarz EMS powinien być wyposażony w tabliczkę znamionową, na której powinny być umieszczone następujące dane:
   a) nazwa producenta i/lub znak firmowy,
   b) opis typu i aktualny numer certyfikatu zgodności z normą EN 50463:2018 (lub próby typu) na osobnej etykiecie,
   c) numer seryjny i rok produkcji,
   d) stopień ochrony przeciwporażeniowej,
   e) numer firmware,
   f) napięcie(a) znamionowe,
   g) prąd znamionowy,
   h) stała przeliczenia (np. w formie x* imp/kWh),
   i) znamionowe napięcie pomocnicze,
   j) data wzorcowania na osobnej etykiecie.
2. Symbole i oznaczenia użyte na tabliczce znamionowej powinny być zgodne z normą PN-EN 62053-52.
3. Tabliczka znamionowa powinna być umieszczona na obudowie pokładowej jednostki centralnej. Na pozostałych elementach wchodzących w skład EMS powinno być umieszczone co najmniej:
   a) nazwa producenta i/lub znak firmowy,
   b) typ, model, wersja,
   c) numer seryjny,
   d) rok produkcji.

Rozdział VI
Wymagania klimatyczne

§ 21

Zakres temperatur

EMS powinien pracować poprawnie w zakresie zadeklarowanej klasy temperaturowej zgodnej

z normą PN-EN 50125-1 i PN-EN 50155.

§ 22

Wilgotność względna

EMS powinien pracować poprawnie w środowisku o wilgotności względnej określonej w normie PN-EN 50125-1.

Rozdział VII
Wymagania elektryczne

§ 23

Wymagania dla wejść pomiarowych

1. Minimalna rezystancja każdego z wejść napięciowych powinna być wyższa niż 20 kΩ. W przypadku, gdy przetwornik pomiarowy napięcia jest częścią ECF, wówczas minimalna rezystancja wejściowa VMF (przetwornika) uzależniona jest od jego konstrukcji.
2. Maksymalna rezystancja każdego obwodu do pomiaru prądu nie powinna być większa niż 5 [V]/I_n [A].
3. Pobór mocy każdego wejścia prądowego i napięciowego nie powinien przekraczać 4,0 VA.

§ 24

Odporność na zmiany napięcia w sieci trakcyjnej 3kV prądu stałego

1. EMS powinien pracować poprawnie w zakresie zadeklarowanej wartości napięć z normą PN-EN 50163:2006 tablica 1.
2. Powrót napięcia do wartości znamionowych nie powinno skutkować zmianą cech metrologicznych EMS.

§ 25

Odporność na przeciążenia

EMS połączony poprzez boczniki (przetworniki) pomiarowe powinien być odporny na przepływ w głównym obwodzie prądu o wartości do 50 kA w czasie 0,1 s.

§ 26

Odporność na zmiany napięcia zasilania

Zmiany napięcia zasilania zgodnie z normą PN-EN 50155 nie powinny wprowadzać błędu pomiaru prądu i napięcia większego niż 0,4 %.

§ 28

Kompatybilność elektromagnetyczna

Pod względem kompatybilności elektromagnetycznej EMS powinien spełniać wymagania normy PN-EN 50121-3-2.

Rozdział VIII
Dokładność pomiarów

§ 29

Maksymalny błąd pomiaru

Funkcja pomiaru energii powinna być dokonywana z klasą dokładności N = 1,0 R lub lepszą. Dla prądu o wartości 10% $I_n \leq I \leq 120\% I_n$ i napięcia o wartości $U_{min1} \leq U_n \leq U_{max2}$, maksymalny błąd pomiaru prądu i napięcia oraz pomiaru energii nie powinien przekraczać 1%, obliczonego zgodnie z wzorem:

$$\varepsilon_{EMF} = \sqrt{(\varepsilon_{VMF})^2+(\varepsilon_{CMF})^2 + (\varepsilon_{ECF})^2}$$

gdzie:

ε EMF maksymalny błąd EMF

ε VMF maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla VMF

ε CMF maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla CMF

ε ECF maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla ECF

§ 30

Wpływ temperatury na dokładność

1. Wpływ zmian temperatury otoczenia na błąd pomiaru energii (EMF) powinna być zgodna z wymaganiami normy EN 50463-2.
2. Zmiany dokładności pomiaru energii spowodowane samonagrzewaniem się elementów w wyniku przepływu prądu o wartości 120 % I_n nie mogą przekroczyć 0,4 N.

§ 31

Stała przeliczania

Stała przeliczania powinna być tak dobrana, aby impulsy pojawiające się w skutek oddziaływania zewnętrznego nie powodowały niepewności pomiaru większej niż 0,1 klasy EMS.

§ 32

Start pracy

1. EMF powinien być gotowy do pracy w ciągu 15 sekund od pojawienia się napięcia U_{min1}.
2. DHS powinien być gotowy do pracy w czasie do 60 sekund od doprowadzenia napięcia pomocniczego do DHS.

Rozdział IX
Weryfikacja EMS i metrologia

§ 33

Sprawdzenie zgodności metrologicznej

1. W celu sprawdzenia, czy EMS (EMF, VMF, CMF) utrzymuje swoje parametry metrologiczne każdy system pomiarowy powinien być poddawany sprawdzeniu metrologicznemu – wzorcowaniu. Sprawdzenie takie powinno być wykonywane przez wyspecjalizowane laboratoria (jednostki notyfikowane lub posiadające akredytację wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji), zgodnie z wymaganiami norm PN-EN 50463:2018, nie rzadziej niż co 48 miesięcy, potwierdzone uzyskaniem świadectwa wzorcowania.
2. OSD ma prawo do przeprowadzenia z własnej inicjatywy lub na wniosek odbiorcy kontroli mającej na celu sprawdzenie prawidłowości eksploatacji i działania układów pomiarowych oraz rozliczeń zużycia energii elektrycznej.

§ 34

Sprawdzenie zgodności z normami

W przypadku, gdy producenci i przewoźnicy kolejowi nie stosują wymagań TSI, EMS powinien posiadać dokumentację przeprowadzenia certyfikacji w zakresie zgodności z normami PN-EN 50463:2018 (wszystkie tomy). Dokumentacja powinna być wydana przez wyspecjalizowane laboratorium, jednostkę notyfikowaną lub podmiot posiadający akredytację wydaną przez upoważniony podmiot akredytujący państwa członkowskiego Unii Europejskiej.

§ 35

Symbole, skróty i oznaczenia

Dla celów niniejszego Działu III Wymagań stosuje się następujące skróty i symbole:

Skróty

EMS	System Pomiaru Energii	Energy Measurement System
EMF	Funkcja Pomiaru Energii	Energy Measurement Function
VMF	Funkcja Pomiar Napięcia	Voltage Measurement Function
CMF	Funkcja Pomiaru Prądu	Current Measurement Function
ECF	Funkcja Obliczania Energii	Energy Calculation Function
CPID	Kod Identyfikujący Punkt Odbioru Energii	Consumption Point ID
LFDI	Źródło Lokalizacji punktu poboru	Location Function to DHS interface
TFDI	Źródło daty i czasu UTC	UTC Source to DHS Interface
UTC	Data i czas	Coordinated Universal Time
DHS	System Przetwarzania Danych	Data Handling System
EVN	Europejski Numer Pojazdu	Europen Vehicle Number
SADP	System Akwizycji Danych Pomiarowych	
CEBD	Zestawione dane rozliczeniowe energii	Compiled Energy Billing Data
OTS	Odbiór Techniczny Specjalny	Dokument wystawiany przez OSD
N	Klasa dokładności	

	WYMAGANIA	Wymagania dla urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego PGE Energetyka Kolejowa S.A.

Symbole

I_n	prąd znamionowy
U_{max1}	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
U_{max2}	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
U_{max3}	najwyższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
U_{min1}	najniższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
U_{min2}	najniższe stałe napięcie zgodnie z PN-EN 50163:2006
$U_{n,\ EMF}$	napięcie pierwotne EMF
$U_{n,\ VMF}$	znamionowe napięcie VMF
ε_{EMF}	maksymalny błąd EMF
ε_{VMF}	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla VMF
ε_{CMF}	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla CMF
ε_{ECF}	maksymalny błąd zgodny z wybraną klasą dokładności dla ECF

Wykaz norm użytych w niniejszym Dziale III Wymagań:

1. PN-EN 50463-1:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 1: Postanowienia ogólne,
2. PN-EN 50463-2:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 2: Pomiar energii,
3. PN-EN 50463-3:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 3: Przetwarzanie danych,
4. PN-EN 50463-4:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 4: Komunikacja,
5. PN-EN 50463-5:2018-1 – Pomiar energii na pokładzie pociągu - Część 5: Ocena zgodności,
6. PN-EN 50163:2006 - Zastosowania kolejowe - Napięcia zasilania systemów trakcyjnych,
7. PN-EN 62056-6-1:2018-02 - Wymiana danych w pomiarach energii elektrycznej - Zespół DLMS/COSEM - Część 6-1: System identyfikacji obiektów (OBIS),
8. PN-EN 60870-5-2:2002 - Urządzenia i systemy telesterowania - Część 5-2: Protokoły transmisyjne - Procedury transmisyjne,
9. PN-EN 60999-1:2002 - Osprzęt połączeniowy,
10. PN-EN 45545-5:2013-07 - Kolejnictwo - Ochrona przeciwpożarowa w pojazdach szynowych - - Część 5: Wymagania w zakresie bezpieczeństwa pożarowego dotyczące wyposażenia elektrycznego, z uwzględnieniem wyposażenia stosowanego w trolejbusach, autobusach prowadzonych torem i pojazdach na poduszce magnetycznej,

11. PN-EN 45545-2:2021-01 - Kolejnictwo - Ochrona przeciwpożarowa w pojazdach szynowych - Część 2: Wymagania dla materiałów i elementów w zakresie właściwości ogniowych,
12. PN-EN 62053-52:2010 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej - Wymagania szczegółowe - Część 52: Symbole,
13. PN-EN 50155:2018-01 - Zastosowania kolejowe - Wyposażenie elektroniczne stosowane w taborze,
14. PN-EN 60085:2008 - Izolacja elektryczna - Ocena termiczna i oznaczenia,
15. PN-EN 50121-3-2:2017-04 - Zastosowania kolejowe - Kompatybilność elektromagnetyczna - Część 3-2: Tabor – Aparatura.

Wszystkie przywołane normy są aktualne z wykazem norm Polskiego Komitetu Normalizacyjnego oraz aktualne z dniem publikacji Wymagań.

DZIAŁ IV
WYMAGANIA DLA URZĄDZEŃ DO POMIARU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRĄDU STAŁEGO W PRZYPADKU OBOWIĄZKU SPEŁNIENIA WYMAGAŃ OKREŚLONYCH W TSI

§ 1

1. W przypadku obowiązku spełnienia przez przewoźnika kolejowego lub producenta wymagań określonych w TSI urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego spełniać muszą wymagania określone w TSI.
2. Przewoźnik kolejowy zobowiązany jest przedstawić OSD wszelkie zezwolenia, certyfikaty i inne dokumenty potwierdzające spełnienie wymagań TSI.

§ 2

W celu sprawdzenia, czy EMS (EMF, VMF, CMF) utrzymuje swoje parametry metrologiczne każdy system pomiarowy powinien być poddawany sprawdzeniu metrologicznemu – wzorcowaniu. Sprawdzenie takie powinno być wykonywane przez wyspecjalizowane laboratoria (jednostki notyfikowane lub posiadające akredytację wydaną przez Polskie Centrum Akredytacji), nie rzadziej niż co 48 miesięcy, potwierdzone uzyskaniem świadectwa wzorcowania.

DZIAŁ V
Zasady Współpracy z OSD w zakresie EMS

§ 1

Przyjęcie przez OSD poszczególnych EMS wymaga spełnienia poniższych wymagań, niezależnie od poziomu zgodności technicznej urządzeń.

§ 2

Odpowiedzialność za stan EMS

1. EMS nie jest pojedynczym urządzeniem, lecz systemem składającym się z wielu części zainstalowanych w różnych miejscach w i na pojeździe trakcyjnym lub obiektach stacjonarnych. Odpowiedzialnym za stan techniczny i metrologiczny EMS jest właściciel pojazdu trakcyjnego, na którym jest zainstalowany EMS.
2. W przypadku braku komunikacji (na podstawie wezwania OSD) właściciel EMS zobowiązany jest do jego bezzwłocznego jej przywrócenia. Usuwanie usterek wymagających rozplombowania EMS, odbywać się winny pod nadzorem służb technicznych OSD.
3. Wszelkie informacje dotyczące sposobów kontaktu, numerów telefonów, numerów fax, poczty elektronicznej dostępu elektronicznego zostaną zawarte w umowie na świadczenie usług dystrybucyjnych.

§ 3

Instalacja urządzeń

1. CMF oraz VMF powinien być instalowany w pojeździe trakcyjnym za wyłącznikiem szybkim w torze potencjału dodatniego.

   W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSD, dopuszcza się instalację przed wyłącznikiem szybkim.
2. EMS powinien zostać zgłoszony do OSD, który wprowadza dane o EMS do Systemu Akwizycji Danych Pomiarowych, sprawdza świadectwa kontroli metrologicznej oraz plombuje EMS. Dopiero po zgłoszeniu, sprawdzeniu świadectw kontroli metrologicznej i zaplombowaniu, EMS może stanowić podstawę do rozliczeń zużywanej energii elektrycznej.
3. W przypadku uszkodzenia lub wyłączenia EMS z użycia, fakt musi być zgłoszony do OSD, w celu wprowadzenia odpowiednich informacji do systemu Akwizycji Danych Pomiarowych.

§ 4

Zgłoszenie EMS do OSD

W celu zgłoszenia do OSD urządzeń wchodzących w skład EMS, przewoźnik kolejowy powinien postępować wg poniższych zasad:

1. Złożyć dokumentację techniczną zawierającą co najmniej:
   a) stronę tytułową z numerem pojazdu do którego odnosi się opracowanie,
   b) spis zawartości,
   c) opis techniczny,
   d) obliczenia dotyczące pracy układu pomiarowego w zakresie pracy pojazdu z uwzględnieniem najbardziej energochłonnych odbiorów (silniki trakcyjne, ogrzewanie, falowniki itp.) oraz wskazaniem doboru odpowiedniego bocznika (przetwornika) pomiarowego (VMF, CMF),
   e) sposób komunikacji z EMS - teletransmisja danych pomiarowych,
   f) warunki bezpieczeństwa w trakcie eksploatacji układu pomiarowego,

g) zestawienie użytych materiałów,
h) zestawienie rysunków,
i) schemat główny zasilania pojazdu ze wskazaniem umiejscowienia elementów wchodzących w skład EMS,
j) schemat ideowy umiejscowienia EMS i jego elementów składowych,
k) schemat montażowy ze wskazaniem miejsc plombowania,
l) schemat drutowania poszczególnych elementów,
m) widoki zabudowy EMS wraz z miejscem usytuowania na pojeździe,
n) widok szafki licznikowej z rozmieszczeniem poszczególnych elementów,
o) opis zastosowanego EMS,
p) wersja firmware EMS,
q) gdy dotyczy dokumentację wymaganą zgodnie z norma PN-EN 50463-5:2013-01 (Zastosowania kolejowe -- Pomiar energii na pokładzie pociągu -- Część 5: Ocena zgodności)
r) gdy dotyczy dokumentację wymaganą zgodnie z normą PN-EN 50463-5:2018-01 (Zastosowania kolejowe -- Pomiar energii na pokładzie pociągu -- Część 5: Ocena zgodności);
s) gdy dotyczy certyfikat weryfikacji WE podsystemu „Tabor".

2. OSD odbiera kompletną i spójną dokumentację.
3. Dokonać zgłoszenia (wystawienia zlecenia) dotyczącego wykonania odbiorów technicznych zainstalowanego EMS. Zgłoszenia można będzie dokonać drogą elektroniczną przy pomocy formularza zgłoszeniowego z zachowaniem trzydniowego wyprzedzenia. Zwrotnie zostanie przesłane potwierdzenie rejestracji oraz przyjęcia zlecenia.
4. We wskazanej lokalizacji pracownik OSD (po uprzednim przeszkoleniu stanowiskowym z zakresu BHP przez zarządcę lokomotywowni) przeprowadzi procedurę odbioru technicznego co zostanie potwierdzone odpowiednim dokumentem OTS.
5. Zarządca lokomotywowni ma obowiązek przedstawienia regulaminów i instrukcji z zakresu BHP oraz wykonać szkolenie stanowiskowe BHP pracownika OSD. W ramach szkolenia stanowiskowego przedstawi zasady dopuszczenia do miejsca pracy przez odpowiednie wyznaczone i uprawnione osoby do przeprowadzania odbiorów układów pomiarowo-rozliczeniowych w lokomotywach bądź elektrycznych zespołach trakcyjnych na terenie lokomotywowni. Nie dopuszcza się możliwości wykonywania odbiorów w torach odstawczych lub bocznicach.
6. Za wykonane czynności sprawdzających OSD wystawi fakturę wg stawki aktualnie obowiązującej Taryfy dla energii elektrycznej, która została wyszczególniona w punkcie pn. *Opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy*.
7. Kartę SIM do zdalnego odczytu danych pomiarowych z EMS, dostarcza OSD.
8. Wszelkie informacje dotyczące sposobów kontaktu, numerów telefonów, numerów fax, poczty elektronicznej dostępu elektronicznego zostaną zawarte w umowie na świadczenie usług dystrybucyjnych.

Załącznik nr 3

do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

Wykaz profili i zasady ich stosowania dla odbiorców profilowych.

Nazwa profilu	Zakwalifikowani odbiorcy
Profil A	Odbiorcy grupy G11 spełniający warunki: • licznik jednostrefowy.
Profil B	Odbiorcy grupy G12 spełniający warunki: • licznik dwustrefowy.
Profil B.1	Odbiorcy grupy G12w spełniający warunki: • licznik dwustrefowy (szczyt i pozaszczyt).
Profil B.2	Odbiorcy grupy taryfowej G12as spełniający warunki: • licznik dwustrefowy.
Profil C	Odbiorcy grupy C11, C11s, C11em spełniający warunki: • zasilanie 1-fazowe, • licznik jednostrefowy.
Profil D	Odbiorcy grupy C11, C11s, C11em spełniający warunki: • zasilanie 3-fazowe, • licznik jednostrefowy.
Profil E	Odbiorcy grupy C12a spełniający warunki: • licznik dwustrefowy (szczyt i pozaszczyt).
Profil F	Odbiorcy grupy C12b spełniający warunki: • licznik dwustrefowy (dzień i noc).
Profil R	Odbiorcy grupy taryfowej R spełniający warunki: • rozliczani ryczałtowo, • niewyposażeni w liczniki pomiarowo-rozliczeniowe, • stały pobór mocy w ciągu roku.

Przyjęto następujące podziały:

1) lato (obejmuje okres 1 kwietnia do 30 września) – z podziałem na doby:
   a) dni robocze,
   b) dni świąteczne (niedziele i święta ustawowe),
   c) soboty.
2) zima (obejmuje okres 1 października do 31 marca) – z podziałem na doby:
   a) dni robocze,
   b) dni świąteczne (niedziele i święta ustawowe),
   c) soboty.

Standardowe profile dla powyższych grup wraz z odpowiednimi współczynnikami zawarte są w Tabelach 1÷9.

Wyznaczenie energii elektrycznej wyliczono wg wzorów:

$$Z = W_w \cdot P$$

Gdzie:

Z- Zużycie energii elektrycznej w danej godzinie

P- Wielkość pobierana dla danej godziny doby z kolumny dzień roboczy lub sobota lub dzień świąteczny zawarta w dla profilu A÷F

W_W- Współczynnik profilu

$$W_W = \frac{Z_{Rz}}{iL_{Rob} \cdot W_{Rob} + iL_{Sob} \cdot W_{Sob} + iL_{Św} \cdot W_{Św}}$$

gdzie:

W_W - Współczynnik profilu

Z_{Rz} - Zużycie rzeczywiste odbiorcy w danym okresie rozrachunkowym

iL_{Rob}- Ilość dni roboczych przypadających dla profilu według, którego odbiorca jest rozliczany w okresie letnim lub zimowym

W_{Rob}- Współczynnik dla dni roboczych (pozycja „Razem" dla kolumny dzień roboczy)

iL_{Sob}- Ilość sobót przypadających dla profilu według, którego odbiorca jest rozliczany w okresie letnim lub zimowym

W_{Sob}- Współczynnik dla sobót (pozycja „Razem" dla kolumny sobota)

$iL_{Św}$- Ilość dni świątecznych przypadających dla profilu według, którego odbiorca jest rozliczany w okresie letnim lub zimowym

$W_{Św}$- Współczynnik dla dni świątecznych (pozycja „Razem" dla kolumny dzień świąteczny)

Tabela 1 dla Profilu A

godzina doby	Profil A w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,030286	0,029384	0,032319	0,038261	0,019650	0,009472
2	0,025837	0,025653	0,026213	0,036443	0,017099	0,007497
3	0,023683	0,023042	0,023521	0,035921	0,016444	0,007002
4	0,022715	0,021711	0,022031	0,035720	0,016086	0,006538
5	0,023226	0,021479	0,021503	0,035981	0,016121	0,006438
6	0,025151	0,022247	0,021705	0,036704	0,016417	0,006564
7	0,029683	0,024896	0,023690	0,038243	0,017103	0,007055
8	0,036372	0,031490	0,029199	0,040114	0,018813	0,008286
9	0,042320	0,040441	0,038010	0,041402	0,021427	0,010557
10	0,045205	0,047640	0,046173	0,041990	0,023687	0,013064
11	0,045732	0,051532	0,051254	0,042171	0,024960	0,014860
12	0,046326	0,053131	0,053193	0,042316	0,025716	0,015905
13	0,047202	0,053971	0,054084	0,042813	0,025999	0,016385
14	0,048019	0,054646	0,054264	0,043028	0,026374	0,016570
15	0,048213	0,054484	0,052429	0,043251	0,026505	0,016576
16	0,048486	0,052624	0,049619	0,043859	0,026555	0,016244
17	0,049406	0,050894	0,047498	0,045045	0,026674	0,016309
18	0,050689	0,049577	0,046898	0,046096	0,026837	0,016520
19	0,052384	0,050068	0,048176	0,047203	0,027108	0,016988
20	0,055706	0,052461	0,051812	0,047451	0,026911	0,017316
21	0,057967	0,053832	0,054368	0,046847	0,026069	0,016641
22	0,055512	0,051540	0,051872	0,045259	0,024555	0,014889
23	0,047992	0,045502	0,044603	0,043154	0,022736	0,012615
24	0,041889	0,037755	0,035565	0,040728	0,020154	0,009709
Razem	1	1	0,98	1	0,54	0,3
liczba dni w roku	**128**	**25**	**30**	**126**	**25**	**31**

Tabela 2 dla Profilu B

godzina doby	Profil B w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,033033	0,033778	0,033859	0,038086	0,038359	0,039160
2	0,029299	0,030019	0,029739	0,035261	0,035660	0,036679
3	0,027814	0,028159	0,027748	0,033768	0,033851	0,035301
4	0,027168	0,027145	0,026879	0,032970	0,032990	0,034012
5	0,029620	0,027920	0,027453	0,034226	0,032921	0,033567
6	0,034259	0,031458	0,028891	0,036836	0,034947	0,033747
7	0,042029	0,039614	0,035643	0,040013	0,037275	0,034771
8	0,047493	0,043210	0,041157	0,043482	0,039971	0,039100
9	0,049931	0,045606	0,044911	0,045484	0,041520	0,042572
10	0,051632	0,048329	0,048967	0,046191	0,043647	0,044866
11	0,048418	0,045908	0,047512	0,044480	0,043247	0,045401
12	0,044716	0,042746	0,044165	0,041431	0,041205	0,042135
13	0,042469	0,039684	0,039910	0,039976	0,039208	0,039202
14	0,049746	0,049013	0,047361	0,052602	0,052126	0,051745
15	0,048198	0,048361	0,045510	0,050710	0,051145	0,049958
16	0,042191	0,042469	0,040040	0,041437	0,042128	0,040864
17	0,041671	0,041056	0,039524	0,042102	0,042344	0,041442
18	0,042674	0,041715	0,040816	0,043440	0,043346	0,042594
19	0,045510	0,045025	0,043902	0,044997	0,044621	0,044009
20	0,047874	0,046706	0,045939	0,044276	0,043510	0,043342
21	0,046616	0,045695	0,045332	0,041201	0,040434	0,040450
22	0,043590	0,042904	0,042663	0,038369	0,037550	0,037632
23	0,044735	0,044134	0,043741	0,045907	0,045361	0,045316
24	0,039316	0,039345	0,038342	0,042757	0,042634	0,042136
Razem	1	0,97	0,95	1	0,98	0,98
liczba dni w roku	**128**	**25**	**30**	**126**	**25**	**31**

Tabela 3 dla Profilu B.1

godzina doby	Profil B.1 w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,039928	0,0388207	0,03918857	0,041883	0,040761	0,041672
2	0,038586	0,0378551	0,03774338	0,040237	0,039198	0,038613
3	0,037616	0,0366726	0,03664747	0,039808	0,038273	0,039095
4	0,037401	0,0362164	0,03635912	0,039635	0,038118	0,039024
5	0,036420	0,0351704	0,03532835	0,039422	0,037729	0,038784
6	0,035858	0,0343736	0,03409924	0,039918	0,038184	0,038906
7	0,036444	0,0339441	0,03352264	0,038601	0,036605	0,036795
8	0,038308	0,0347893	0,03400983	0,039270	0,035728	0,035610
9	0,039874	0,0372030	0,03597875	0,038427	0,036933	0,035639
10	0,041123	0,0400525	0,03807324	0,037798	0,038067	0,037353
11	0,041986	0,0419364	0,04043361	0,037527	0,039196	0,038467
12	0,042452	0,0424792	0,04117730	0,037627	0,039782	0,039149
13	0,042814	0,0433628	0,04185365	0,038043	0,040808	0,039891
14	0,045700	0,0442125	0,04320385	0,044654	0,043746	0,044084
15	0,043978	0,0435822	0,04239274	0,043012	0,043186	0,042855
16	0,042880	0,0431583	0,04111917	0,040085	0,041891	0,041683
17	0,043390	0,0423351	0,04055572	0,043050	0,042961	0,043199
18	0,043925	0,0421307	0,04100540	0,044956	0,044478	0,043601
19	0,044019	0,0424793	0,04119894	0,046210	0,045451	0,044996
20	0,045346	0,0438691	0,04283118	0,046137	0,045391	0,045721
21	0,046204	0,0451479	0,04473578	0,045901	0,044706	0,044698
22	0,046654	0,0456553	0,04496102	0,045076	0,042713	0,042927
23	0,046068	0,0432084	0,04299803	0,047463	0,043724	0,044317
24	0,043027	0,0413453	0,04058301	0,045259	0,042371	0,042922
Razem	1	0,97	0,95	1	0,98	0,98
liczba dni w roku	**128**	**25**	**30**	**126**	**25**	**31**

Tabela 4 dla Profilu B.2

godzina doby	Profil B.2 w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,041244	0,041023	0,040865	0,057168	0,056411	0,057811
2	0,033440	0,033128	0,032980	0,049922	0,049146	0,050424
3	0,029952	0,029779	0,029660	0,046071	0,045363	0,046532
4	0,029213	0,029199	0,029122	0,045154	0,044643	0,045748
5	0,030915	0,031303	0,031256	0,046477	0,046291	0,047324
6	0,031626	0,032747	0,032758	0,043584	0,043928	0,044712
7	0,029690	0,031391	0,031523	0,026040	0,027048	0,027098
8	0,033066	0,034308	0,034410	0,025481	0,026109	0,026191
9	0,036134	0,035913	0,035928	0,026270	0,025680	0,025994
10	0,037537	0,036074	0,036002	0,026735	0,025231	0,025733
11	0,038002	0,035741	0,035626	0,026720	0,024618	0,025275
12	0,037741	0,035223	0,035107	0,026742	0,024349	0,025096
13	0,040017	0,037564	0,037489	0,032597	0,030124	0,031049
14	0,065144	0,062196	0,062036	0,072816	0,069678	0,071603
15	0,055806	0,053303	0,053255	0,063866	0,060856	0,062750
16	0,040629	0,039229	0,039399	0,032001	0,030159	0,031001
17	0,038639	0,038023	0,038244	0,030411	0,029331	0,030088
18	0,039625	0,039506	0,039730	0,032286	0,031761	0,032327
19	0,042410	0,042549	0,042693	0,034648	0,034461	0,034785
20	0,046352	0,046665	0,046662	0,035684	0,035691	0,035910
21	0,049600	0,050138	0,050154	0,035721	0,035811	0,036037
22	0,052071	0,052792	0,052812	0,040025	0,040138	0,040569
23	0,066860	0,067583	0,067572	0,074871	0,074824	0,076154
24	0,054286	0,054622	0,054718	0,068710	0,068350	0,069785
Razem	1	0,99	0,99	1	0,98	1
liczba dni w roku	**128**	**25**	**30**	**126**	**25**	**31**

Tabela 5 dla Profilu C

godzina doby	Profil C w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,040069	0,040205	0,039508	0,034782	0,034719	0,034408
2	0,039559	0,039638	0,038953	0,034336	0,034273	0,033775
3	0,039363	0,039362	0,038653	0,034202	0,034050	0,033758
4	0,039056	0,039085	0,038305	0,034213	0,033868	0,033681
5	0,037133	0,036307	0,035886	0,035269	0,034292	0,034132
6	0,034278	0,032002	0,030936	0,038936	0,036051	0,035066
7	0,034751	0,030537	0,027943	0,042437	0,037378	0,034641
8	0,038948	0,032509	0,027919	0,043519	0,036561	0,031968
9	0,044348	0,036296	0,028474	0,047162	0,039089	0,030212
10	0,048754	0,039736	0,029434	0,050501	0,042003	0,030380
11	0,050198	0,041112	0,029964	0,051132	0,042546	0,030573
12	0,050339	0,041256	0,030030	0,050196	0,041606	0,030295
13	0,050081	0,040165	0,030050	0,048903	0,039539	0,029989
14	0,049643	0,037006	0,029810	0,047681	0,036109	0,029571
15	0,048399	0,034405	0,029618	0,046283	0,033293	0,029410
16	0,045666	0,033129	0,029348	0,044638	0,032870	0,030208
17	0,041283	0,031838	0,029073	0,044081	0,035032	0,034021
18	0,036828	0,031054	0,028672	0,042580	0,036850	0,035929
19	0,033831	0,030938	0,028710	0,041843	0,038392	0,037222
20	0,034749	0,033030	0,031112	0,040301	0,038216	0,037246
21	0,037764	0,036547	0,035917	0,038378	0,037053	0,036705
22	0,042095	0,041418	0,040605	0,037136	0,036190	0,036338
23	0,042019	0,041793	0,040851	0,036116	0,035464	0,035599
24	0,040846	0,040634	0,040228	0,035376	0,034557	0,034872
Razem	1	0,88	0,79	1	0,88	0,8
liczba dni w roku	**128**	**25**	**30**	**126**	**25**	**31**

Tabela 6 dla Profilu D

godzina doby	Profil D w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,037339	0,037484	0,036664	0,042330	0,042832	0,043356
2	0,036641	0,036718	0,035728	0,041837	0,042080	0,042204
3	0,036368	0,036348	0,035468	0,041691	0,041980	0,042237
4	0,036526	0,036332	0,035427	0,041646	0,041749	0,042607
5	0,035358	0,034835	0,033966	0,041707	0,042022	0,042492
6	0,033876	0,032380	0,030720	0,042419	0,042283	0,042923
7	0,037389	0,031441	0,028432	0,043295	0,042590	0,042193
8	0,043306	0,033263	0,028544	0,041489	0,039624	0,039223
9	0,047604	0,035205	0,028568	0,041642	0,038267	0,037227
10	0,050547	0,037768	0,029266	0,042017	0,038802	0,037349
11	0,050574	0,038149	0,029978	0,041502	0,038701	0,037774
12	0,050843	0,037999	0,030077	0,041149	0,038542	0,037576
13	0,050632	0,037669	0,030234	0,040562	0,038396	0,037128
14	0,049623	0,036258	0,030447	0,040369	0,037599	0,037147
15	0,047315	0,035202	0,029901	0,039630	0,037912	0,037406
16	0,043590	0,034331	0,029512	0,038730	0,037543	0,037410
17	0,040884	0,033643	0,029661	0,039962	0,039225	0,039745
18	0,038633	0,033513	0,029360	0,042991	0,042726	0,043207
19	0,036884	0,033099	0,029374	0,043652	0,043623	0,043733
20	0,037667	0,035000	0,031552	0,043433	0,044231	0,043984
21	0,040412	0,038447	0,035126	0,043180	0,043615	0,043799
22	0,040538	0,038973	0,037628	0,042240	0,042805	0,043645
23	0,039470	0,038590	0,037895	0,041725	0,042164	0,043278
24	0,037981	0,037352	0,036473	0,040803	0,040686	0,042358
Razem	1	0,86	0,77	1	0,98	0,98
liczba dni w roku	**128**	**25**	**30**	**126**	**25**	**31**

Tabela 7 dla Profilu E

godzina doby	Profil E w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,054580	0,054005	0,053825	0,043958	0,043374	0,044363
2	0,054514	0,054075	0,053704	0,044237	0,043445	0,044311
3	0,054465	0,053923	0,053559	0,044200	0,043386	0,044317
4	0,054381	0,053785	0,053370	0,044275	0,043437	0,044345
5	0,049652	0,048600	0,048861	0,044833	0,043841	0,044685
6	0,038902	0,037665	0,037444	0,045329	0,043967	0,045014
7	0,032489	0,029808	0,029040	0,043500	0,040905	0,041985
8	0,032291	0,028146	0,027254	0,036587	0,032664	0,033836
9	0,032133	0,028173	0,027117	0,032246	0,028598	0,028776
10	0,032419	0,028593	0,027065	0,031797	0,028407	0,028138
11	0,032438	0,028562	0,027180	0,031380	0,028077	0,027836
12	0,034871	0,035347	0,034837	0,033038	0,029021	0,035100
13	0,033128	0,035370	0,036370	0,038657	0,033731	0,035116
14	0,033269	0,035348	0,033428	0,032158	0,033668	0,035035
15	0,032681	0,034456	0,034214	0,032832	0,033290	0,034579
16	0,034312	0,032639	0,032399	0,032665	0,033542	0,034821
17	0,035190	0,031777	0,031570	0,039575	0,037963	0,042108
18	0,031684	0,031310	0,031124	0,048178	0,043521	0,047480
19	0,031474	0,031956	0,031855	0,051346	0,048724	0,051780
20	0,036664	0,037618	0,037432	0,048756	0,050128	0,052171
21	0,047188	0,048100	0,047676	0,051511	0,050329	0,052363
22	0,059416	0,059251	0,059364	0,050607	0,049548	0,051577
23	0,061382	0,061255	0,061184	0,049509	0,048593	0,050550
24	0,060478	0,060237	0,060131	0,048829	0,047841	0,049715
Razem	1	0,98	0,97	1	0,96	1
liczba dni w roku	**128**	**25**	**30**	**126**	**25**	**31**

Tabela 8 dla Profilu F

godzina doby	Profil F w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,076531	0,076217	0,075530	0,052586	0,052010	0,051878
2	0,076645	0,076283	0,075447	0,053055	0,052367	0,051882
3	0,076679	0,076403	0,075519	0,053109	0,052321	0,052010
4	0,075676	0,075273	0,074736	0,053178	0,052349	0,052103
5	0,060618	0,059207	0,060493	0,053647	0,052773	0,052723
6	0,036446	0,035598	0,035603	0,052341	0,051259	0,051965
7	0,021612	0,020418	0,020044	0,044161	0,042708	0,043704
8	0,019918	0,017730	0,017054	0,027416	0,025097	0,026249
9	0,019681	0,017696	0,016700	0,020499	0,018164	0,017838
10	0,019661	0,017687	0,016655	0,019640	0,017659	0,017351
11	0,019643	0,017697	0,016656	0,019399	0,017453	0,016973
12	0,021629	0,023268	0,022879	0,022354	0,022660	0,023972
13	0,021528	0,023229	0,022797	0,022217	0,022527	0,023901
14	0,021569	0,023206	0,022800	0,022208	0,022312	0,023795
15	0,021157	0,022574	0,022292	0,021992	0,021900	0,023567
16	0,020515	0,021443	0,021287	0,024846	0,024405	0,026520
17	0,020134	0,020876	0,020658	0,038289	0,036980	0,040677
18	0,019863	0,020364	0,020259	0,048061	0,046744	0,050222
19	0,021778	0,022285	0,022187	0,056325	0,055944	0,057589
20	0,032502	0,033932	0,033764	0,058965	0,058696	0,059308
21	0,053720	0,055500	0,054442	0,059816	0,059357	0,059955
22	0,078421	0,078805	0,078680	0,059343	0,058817	0,059440
23	0,082509	0,082583	0,082241	0,058586	0,058047	0,058613
24	0,081567	0,081725	0,081278	0,057968	0,057455	0,057764
Razem	1	1	0,99	1	0,98	1
liczba dni w roku	**128**	**25**	**30**	**126**	**25**	**31**

Tabela 9 dla Profilu R

godzina doby	Profil R w godzinie					
	lato			zima		
	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny	dzień roboczy	sobota	dzień świąteczny
1	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
2	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
3	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
4	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
5	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
6	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
7	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
8	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
9	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
10	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
11	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
12	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
13	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
14	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
15	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
16	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
17	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
18	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
19	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
20	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
21	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
22	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
23	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
24	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843	0,113843
Razem	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73
liczba dni w roku	**128**	**25**	**30**	**126**	**25**	**31**

Załącznik nr 4

do Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

Metodyka obliczania energii na potrzeby opłaty mocowej dla przewoźników rozliczanych w grupie taryfowej Bt21

1. PGE Energetyka Kolejowa S.A. określa sposób obliczania opłaty mocowej dla przewoźników kolejowych według algorytmu, uwzględniającego zmienność godzinową obciążenia w dni robocze dla wszystkich przewoźników, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej.
2. Opłata mocowa jest wyliczana dla godzin doby, określonych w informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 2) Ustawy o rynku mocy.
3. Opłata mocowa jest iloczynem wolumenu energii pobranej przez danego przewoźnika lub prognozowanej wartości pobranej energii w przypadku przewoźników nieopomiarowanych, oraz stawki opłaty mocowej wyliczonej zgodnie z przepisami art. 74 Ustawy o rynku mocy.
4. PGE Energetyka Kolejowa S.A. klasyfikuje przewoźników kolejowych do czterech grup: przewoźników całkowicie opomiarowanych, przewoźników częściowo opomiarowanych, przewoźników harmonogramowych, przewoźników nieopomiarowanych. Definicje poszczególnych przewoźników określa się następująco:
   a. **Przewoźnik całkowicie opomiarowany** – przewoźnik kolejowy w rozumieniu art. 4 pkt 9) Ustawy o transporcie kolejowym, którego wszystkie elektryczne pojazdy trakcyjne (zwane również taborem) są wyposażone w urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, na podstawie których można określić strukturę poboru mocy w poszczególnych godzinach doby.
   b. **Przewoźnik częściowo opomiarowany** – przewoźnik kolejowy w rozumieniu art. 4 pkt 9) Ustawy o transporcie kolejowym, którego co najmniej 60% elektrycznych pojazdów trakcyjnych uruchomionych w danym okresie rozliczeniowym, jest wyposażone w urządzenia do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, na podstawie których można określić strukturę poboru mocy w poszczególnych godzinach doby.
   c. **Przewoźnik nieopomiarowany** – przewoźnik kolejowy w rozumieniu art. 4 pkt 9) Ustawy o transporcie kolejowym, który nie zalicza się do grupy przewoźników kolejowych całkowicie lub częściowo opomiarowanych.
   d. **Przewoźnik harmonogramowy** – przewoźnik kolejowy w rozumieniu art. 4 pkt 9) Ustawy o transporcie kolejowym, który przedstawia OSD zestawienie wykonanej pracy przewozowej w poszczególnych godzinach doby w danym okresie rozliczeniowym.
5. Przewoźnicy, których tabor pozwala na odczyt wskazań pobranej energii elektrycznej są automatycznie kwalifikowani do grupy przewoźników całkowicie opomiarowanych lub częściowo opomiarowanych, jeżeli spełnione zostaną warunki podane w pkt. 4b.
6. Przewoźnicy, których tabor nie posiada systemów umożliwiających odczyty wskazań pobranej energii elektrycznej są zobligowani do przedłożenia OSD oświadczenia, w którym deklarują sposób rozliczania opłaty mocowej.
7. Oświadczenie, o którym mowa w pkt. 6 dotyczy zaliczenia przewoźnika kolejowego do grupy przewoźników harmonogramowanych lub nieopomiarowanych i jest ono ważne w ciągu całego roku kalendarzowego rozliczania opłaty mocowej. W ciągu okresu obowiązywania tego oświadczenia nie istnieje możliwość zmiany trybu rozliczania opłaty mocowej.

8. Oświadczenie, o którym mowa w pkt. 6 należy złożyć najpóźniej do 10 grudnia roku poprzedzającego okres jego obowiązywania, z wyłączeniem roku 2021, w którym to obowiązek złożenia przedmiotowego oświadczenia ustala się na 30 kwietnia.
9. Dla przewoźników całkowicie opomiarowanych wolumen pobranej energii elektrycznej jest wyliczany na podstawie wskazań urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, dających możliwość określenia struktury poboru mocy w poszczególnych godzinach doby zainstalowanych w jego taborze z uwzględnieniem strat w sieci trakcyjnej. Do rozliczenia bierze się pod uwagę wyłącznie godziny, o których mowa w pkt 2.

$$E_{ORM_{OP,i}} = \sum_{t=OM_S}^{t=OM_F} E_{OP,t_{SUM,i}}$$

$$E_{OP,t_{SUM},i} - energia\ pobrana\ przez\ tabor\ opomiarowany\ i-tego\ przewoźnika\ w\ danej\ godzinie\ t\ w\ D\ dniach\ roboczych\ ;$$

10. Dla przewoźników częściowo opomiarowanych wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej jest obliczany w następujący sposób:
    a. W części taboru opomiarowanego wolumen pobranej energii elektrycznej jest wyliczany na podstawie wskazań urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego, dających możliwość określenia struktury poboru mocy w poszczególnych godzinach doby z uwzględnieniem strat w sieci trakcyjnej, w godzinach o których mowa w pkt. 2.
    b. W części taboru nieopomiarowanego określa się profil zużycia energii, który wynika z charakterystyki poboru energii przez tabor opomiarowany danego przewoźnika kolejowego:
        i. Dane wejściowe: wolumen energii na fakturze w części opomiarowanej i nieopomiarowanej z uwzględnieniem wolumenu energii rekuperowanej przez tabor danego przewoźnika kolejowego,
        ii. Wyliczenie prognozowanej wartości energii pobranej w dni robocze przez cały tabor przewoźnika częściowo opomiarowanego

$$E_{PCOP_{dSUM,}i} = (E_{F,i} + E_{R,i}) * \frac{\sum_{d=1}^{D} E_{OP,d,i}}{\sum_{d=1}^{D_1} E_{OP,d,i}}$$

gdzie:

$E_{PCOP_{dSUM},i} - wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ i-tego\ przewoźnika\ wykorzystującego\ częściowo\ nieopomiarowany\ tabor\ w\ dni\ robocze, w\ MWh$;

$E_{F,i} - wolumen\ energii, któremu\ podlega\ rozliczenie\ na\ fakturze\ wystawionej\ dla\ i-tego\ przewoźnika$;

$E_{R,i} - wolumen\ energii\ rekuperowanej\ przez\ tabor\ i-tego\ przewoźnika$;

$D - liczba\ dni\ roboczych\ w\ okresie\ rozliczeniowym;$
$D_1 - liczba\ dni\ w\ miesiącu$

$E_{OP,d,i} - wolumen\ energii\ opomiarowanej\ danym\ dniu\ roboczym\ miesiąca,$
$przy\ czym:\ E_{OP,d,i} = \sum_{t=1}^{24} E_{OP,t,i}$;

        iii. Wyliczenie wolumenu energii pobranej przez tabor nieopomiarowany w dni robocze:

$$E_{NPOM_{dSUM},i} = E_{PCOP_{dSUM},i} - \sum_{d=1}^{D} E_{OP,d,i}$$

gdzie:

$E_{NPOM_{dSUM},i} - wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ tabor\ nieopomiarowany\ i-tego\ przewoźnika\ w\ dni\ robocze$

iv. Współczynnik pobranej energii przez tabor opomiarowany w godzinach *t* dla *D* dni roboczych miesiąca w stosunku do całkowitego wolumenu energii pobranej w dni robocze w miesiącu

$$k_{COP_i} = \frac{E_{OP,t_{SUM,i}}}{\sum_{d=1}^{D_1} E_{OP,d,i}}$$

gdzie:

$k_{COP_i} - współczynnik\ pobranej\ energii\ przez\ tabor\ opomiarowany\ w\ godzinach\ t\ w\ D\ dniach\ roboczych\ i-tego\ przewoźnika$;

$E_{OP,t_{SUM,i}} - energia\ pobrana\ przez\ tabor\ opomiarowany\ w\ \ danej\ godzinie\ t\ w\ D\ dniach\ roboczych\ i-tego\ przewoźnika$;

v. Wolumen pobranej energii przez tabor nieopomiarowany i-tego przewoźnika częściowo opomiarowanego w godzinie t w D dniach roboczych:

$$E_{NPOM_{COP},i,t} = E_{NPOM_{dSUM},i} * k_{COP_i}$$

gdzie:

$E_{NPOM_{COP},i,t} - energia\ pobrana\ przez\ tabor\ opomiarowany\ w\ \ danej\ godzinie\ t\ w\ D\ dniach\ roboczych$;

vi. Całkowity wolumen energii potrzebny do rozliczenia przewoźnika częściowo opomiarowanego w danym miesiącu w dni robocze dla każdej godziny t:

$$E_{TOTAL_{COP},i,t} = E_{NPOM_{COP},i,t} + E_{OP,t,SUM,i}$$

gdzie:

$E_{TOTAL_{COP},i,t} - całkowity\ wolumen\ energii\ potrzebny\ do\ rozliczenia\ przewoźnika\ częściowo\ opomiarowanego\ dla\ każdej\ godziny\ t, w\ dni\ robocze, w\ MWh$;

vii. Wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej i-tego przewoźnika częściowo opomiarowanego jest kalkulowany wyłącznie dla godzin, o których mowa w pkt. 2.

$$E_{ORM_{COP,i}} = \sum_{t=OM_S}^{t=OM_F} E_{TOTAL_{COP},t,i}$$

gdzie:

$E_{ORM_{COP,i}} - wolumen\ energii\ potrzebny\ do\ rozliczenia\ opłaty\ mocowej$ i – tego przewoźnika kolejowego;
$OM_S - pierwsza\ godzina\ rozliczania\ opłaty\ mocowej\ w\ dniu\ roboczym,$

$przedstawiana\ przez\ Prezesa\ URE\ w\ danym\ roku\ kalendarzowym$;

$$OM_F - ostatnia\ godzina\ rozliczania\ opłaty\ mocowej\ w\ dniu\ roboczym,$$
$przedstawiana\ przez\ Prezesa\ URE\ w\ danym\ roku\ kalendarzowym$;

11. W przypadku braku możliwości przekazania danych w wymaganym terminie spowodowanej awarią urządzeń do pomiaru energii elektrycznej prądu stałego lub inną usterką techniczną, przewoźnik całkowicie opomiarowany lub przewoźnik częściowo opomiarowany zostanie rozliczony według algorytmu przeznaczonego dla przewoźnika nieopomiarowanego.
12. Złożenie przez przewoźnika kolejowego oświadczenia o zakwalifikowaniu go do grupy przewoźników harmonogramowanych, zobowiązuje go do przekazywania OSD niezbędnych danych według swojej najlepszej wiedzy, w wymaganych terminach.
13. Dla przewoźników harmonogramowych ustala się, że wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej jest równy iloczynowi pracy przewozowej wykonanej przez danego przewoźnika kolejowego określonej dla każdej godziny doby dni roboczych i współczynnika jednostkowego zużycia energii (W_{JZE}).
14. Przewoźnik kolejowy, który wyraża chęć rozliczenia opłaty mocowej w sposób, o którym mowa w pkt. 13. jest zobowiązany do dostarczenia danych dotyczących pracy przewozowej w terminie do 3 dni roboczych miesiąca następującego po miesiącu rozliczeniowym opłaty mocowej.
15. W przypadku niedostarczenia danych w sposób, o którym mowa w pkt. 14., przewoźnik kolejowy będzie rozliczany według algorytmu dla przewoźnika nieopomiarowanego.
16. OSD określa i wykorzystuje typowe profile zużycia energii elektrycznej na potrzeby obliczenia opłaty mocowej przez przewoźników nieopomiarowanych w podziale na typ danego przewoźnika kolejowego.
17. Dla przewoźników nieopomiarowanych oblicza się wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej w następujący sposób:
    a. sumaryczny profil zużycia określony jest dla wszystkich dni roboczych przez różnicę poniższych składników:

$$E_{NPOM_{NOP},t} = E_{PPE,t} - E_{NT,t} - E_{OP,t_{SUM}} - E_{HARM,t_{SUM}} - E_{TOTAL_{COP},t}$$

gdzie:

$E_{PPE,t} - wolumen\ energii\ elektrycznej\ zarejestrowany\ we\ wszystkich\ PPE$
$dla\ każdej\ godziny\ t\ we\ wszystkie\ dni\ robocze\ D$;
$E_{NT,t} - Energia\ elektryczna\ pobrana\ przez\ wszystkich\ odbiorców\ nietrakcyjnych$
$dla\ każdej\ godziny\ t\ we\ wszystkie\ dni\ robocze\ D$

$E_{OP,t_{SUM}} - energia\ pobrana\ przez\ tabor\ opomiarowany\ dla\ \ każdej\ godziny\ t$
$w\ D\ dniach\ roboczych\ z\ uwzględnieniem\ strat\ w\ sieci\ trakcyjnej$

$E_{HARM,t_{SUM}} -\ energia\ pobrana\ przez\ tabor\ przewoźników\ harmonogramowych$
$dla\ \ każdej\ godziny\ t\ w\ D\ dniach\ roboczych$

$E_{TOTAL_{COP},t} -\ całkowity\ wolumen\ energii\ potrzebny\ do\ rozliczenia\ przewoźnika$

$częściowo\ opomiarowanego\ dla\ każdej\ godziny\ t, w\ dni\ robocze, w\ MWh,$
$we\ wszystkie\ dni\ robocze\ D$;

$E_{NPOM_{NOP},t} -\ \ energia\ elektryczna\ pobrana\ przez\ tabor\ nieopomiarowany$
$dla\ każdej\ godziny\ t\ we\ wszystkie\ dni\ robocze\ D$;

b. Określa się współczynniki charakteryzujące dany typ przewoźnika kolejowego oddzielnie dla każdego okresu rozliczeniowego. Współczynniki oblicza się oddzielnie dla przewoźników kolejowych pasażerskich i towarowych. Są one obliczone na podstawie danych historycznych z ostatniego roku kalendarzowego. Wartości współczynników zostały przedstawione w tabelach 1-3 niniejszego załącznika.

$$k_{TYP,t} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{TYP}} E_{OP,t_{SUM_{TYP}}}}{\sum_{i=1}^{n_{TYP}} \sum_{t=1}^{t=24} E_{OP,t_{SUM_{TYP}}}}$$

gdzie:

$E_{OP,t_{SUM_{TYP}}} - energia\ pobrana\ przez\ tabor\ opomiarowany\ dla\ każdej\ godziny\ t\ w\ D\ dniach\ roboczych, dla\ danego\ typu\ przewoźnika$

$k_{TYP,t} - współczynnik\ charakteryzujący\ profil\ zużycia\ danego\ typu\ przewoźnika, obliczony\ dla\ każdej\ godziny\ t$

$n_{TYP} - liczba\ przewoźników\ wykonująca\ dany\ charakter\ przewozu$

c. Określa się prognozowaną wartość wolumenu energii dla dni roboczych pobraną przez przewoźników nieopomiarowanych. Wartość prognozowanego wolumenu energii jest wyliczona w następujący sposób:

i. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się całkowity wolumen energii pobranej przez przewoźników kolejowych w ciągu miesiąca kalendarzowego, w podziale na rodzaj wykonywanych przewozów. Dane pozyskiwane są z systemu PKP PLK.

Odpowiednio dla przewoźników kolejowych pasażerskich:

$$E^P_{SUM_{PLK},j} = \sum_{d=1}^{D_1} E^P_{DAY_{PLK},d}$$

gdzie:

$E^P_{DAY_{PLK},d} - dobowy\ wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ wszystkich\ przewoźników\ pasażerskich, pozyskany\ z\ systemu\ PKP\ PLK;$
$D_1 - liczba\ dni\ w\ miesiącu;$
$E^P_{SUM_{PLK},j} - wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ wszystkich\ przewoźników\ pasażerskich, pozyskany\ z\ systemu\ PKP\ PLK\ dla\ j - tego\ miesiąca\ roku;$

Dla przewoźników kolejowych towarowych:

$$E^T_{SUM_{PLK},j} = \sum_{d=1}^{D_1} E^T_{DAY_{PLK},d}$$

gdzie:

$E^T_{DAY_{PLK},d} - dobowy\ wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ wszystkich\ przewoźników\ towarowych, pozyskany\ z\ systemu\ PKP\ PLK;$
$D_1 - liczba\ dni\ w\ miesiącu;$
$E^T_{SUM_{PLK},j} - wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ wszystkich\ przewoźników\ towarowych,$

$pozyskany\ z\ systemu\ PKP\ PLK\ dla\ j-tego\ miesiąca\ roku$;

ii. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się liczbę dni roboczych i świątecznych.

iii. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się oddzielnie wolumen energii pobranej przez przewoźników kolejowych towarowych i pasażerskich w dni robocze danego miesiąca, biorąc pod uwagę dane z systemu PKP PLK.

Dla przewoźników kolejowych pasażerskich:

$$E^P_{SUMD_{PLK},j} = \sum_{d=1}^{D} E^P_{DAY_{PLK},d}$$

gdzie:

$E^P_{DAY_{PLK},d} - dobowy\ wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ wszystkich\ przewoźników\ pasażerskich, pozyskany\ z\ systemu\ PKP\ PLK$;
$D - liczba\ dni\ roboczych\ w\ miesiącu$;
$E^P_{SUMD_{PLK},j} - wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ wszystkich\ przewoźników\ pasażerskich\ w\ dni\ robocze\ w\ j-tym\ miesiącu, pozyskany\ z\ systemu\ PKP\ PLK$;

Dla przewoźników kolejowych towarowych:

$$E^T_{SUMD_{PLK},j} = \sum_{d=1}^{D} E^T_{DAY_{PLK},d}$$

gdzie:

$E^T_{DAY_{PLK},d} - dobowy\ wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ wszystkich\ przewoźników\ towarowych\ pozyskany\ z\ systemu\ PKP\ PLK$;
$D - liczba\ dni\ roboczych\ w\ miesiącu$;
$E^T_{SUMD_{PLK},j} - wolumen\ energii\ pobrany\ przez\ wszystkich\ przewoźników\ towarowych\ w\ dni\ robocze\ w\ j-tym\ miesiącu, pozyskany\ z\ systemu\ PKP\ PLK$;

iv. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się współczynnik korekcyjny pozwalający na oszacowanie wolumenu energii pobranego przez przewoźników nieopomiarowanych w dni robocze, w podziale na typ wykonywanych przewozów.

$$R^T_{EN,j} = \frac{E^T_{SUMD_{PLK},j}}{E^T_{SUM_{PLK},j}}$$

$$R^P_{EN,j} = \frac{E^P_{SUMD_{PLK},j}}{E^P_{SUM_{PLK},j}}$$

gdzie:

$R^T_{EN,j} - współczynnik\ określający\ udział\ wolumenu\ energii\ pobranego\ w\ dni\ robocze\ w\ miesiącu\ j\ w\ stosunku\ do\ całkowitego\ wolumenu\ pobranej\ energii\ przez\ przewoźników\ towarowych$;

$R^P_{EN,j} - współczynnik\ określający\ udział\ wolumenu\ energii\ pobranego\ w\ dni\ robocze\ w\ miesiącu\ j\ w\ stosunku\ do\ całkowitego\ wolumenu\ pobranej\ energii\ przez\ przewoźników\ pasażerskich$;

v. Dla każdego miesiąca kalendarzowego oblicza się prognozowany wolumen energii pobranej przez przewoźnika nieopomiarowanego w dni robocze, odpowiednio dla przewoźnika kolejowego towarowego lub pasażerskiego:

$$E^{T}_{PNPOM_{dSUM,}i} = E_{F,i} * R^{T}_{EN,j}$$

$$E^{P}_{PNPOM_{dSUM,}i} = E_{F,i} * R^{P}_{EN,j}$$

gdzie:

$E^{T}_{PNPOM_{dSUM,}i} - prognozowany\ wolumen\ energii\ elektrycznej\ pobranej\ przez\ i - tego\ przewoźnika\ towarowego\ w\ okresie\ rozliczeniowym,\ w\ dni\ robocze$

$E^{P}_{PNPOM_{dSUM,}i} - prognozowany\ wolumen\ energii\ elektrycznej\ pobranej\ przez\ i - tego\ przewoźnika\ pasażerskiego\ w\ okresie\ rozliczeniowym,\ w\ dni\ robocze$

$E_{F,i} - wolumen\ energii, któremu\ podlega\ rozliczenie\ na\ fakturze\ wystawionej\ dla\ i - tego\ przewoźnika$

d. Określa się wartości bezwzględne wolumenu energii dla każdego przewoźnika kolejowego według profilu określonego w pkt b.

$$E_{1_{NPOM},t,i} = E^{\frac{T}{P}}_{PNPOM_{dSUM,}i} * k_{TYP,t}$$

gdzie:

$E_{1_{NPOM},t,i} - bezwzględna\ wartość\ wolumenu\ energii\ elektrycznej\ dla\ i - tego\ przewoźnika\ dla\ każdej\ godziny\ t\ w\ dni\ robocze;$

$E^{\frac{T}{P}}_{PNPOM_{dSUM,}i} - prognozowany\ wolumen\ energii\ elektrycznej\ pobranej\ przez\ i - tego\ przewoźnika\ pasażerskiego\ lub\ towarowego\ w\ okresie\ rozliczeniowym, w\ dni\ robocze$

e. Wolumen energii potrzebny do rozliczenia opłaty mocowej i-tego przewoźnika nieopomiarowanego jest kalkulowany wyłącznie dla godzin, o których mowa w pkt. 2.

$$E_{ORM_{NOP,i}} = \sum_{t=OM_S}^{t=OM_F} E_{1_{NPOM},t,i}$$

gdzie:

$E_{ORM_{NOP,i}} - wolumen\ energii\ potrzebny\ do\ rozliczenia\ opłaty\ mocowej;$
$OM_S - pierwsza\ godzina\ rozliczania\ opłaty\ mocowej\ w\ dniu\ roboczym,\ przedstawiana\ przez\ Prezesa\ URE\ w\ danym\ roku\ kalendarzowym$
$OM_F - ostatnia\ godzina\ rozliczania\ opłaty\ mocowej\ w\ dniu\ roboczym,\ przedstawiana\ przez\ Prezesa\ URE\ w\ danym\ roku\ kalendarzowym;$

Tabela 1. – Współczynniki $k_{TYP,t}$ dla miesięcy: styczeń – kwiecień

Godzina	Styczeń		Luty		Marzec		Kwiecień	
	Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego	
	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy
1	0.016	0.051	0.016	0.055	0.017	0.052	0.015	0.051
2	0.013	0.050	0.012	0.045	0.013	0.046	0.012	0.043
3	0.013	0.044	0.012	0.037	0.013	0.036	0.011	0.037
4	0.017	0.041	0.017	0.038	0.018	0.035	0.018	0.035
5	0.032	0.040	0.032	0.040	0.036	0.039	0.040	0.033
6	0.051	0.032	0.051	0.032	0.056	0.033	0.066	0.032
7	0.062	0.028	0.063	0.025	0.066	0.027	0.071	0.026
8	0.061	0.031	0.061	0.025	0.061	0.029	0.060	0.032
9	0.054	0.039	0.053	0.033	0.052	0.035	0.049	0.039
10	0.047	0.041	0.046	0.040	0.045	0.037	0.041	0.041
11	0.043	0.043	0.043	0.045	0.041	0.040	0.038	0.044
12	0.041	0.044	0.042	0.043	0.040	0.043	0.037	0.045
13	0.041	0.045	0.042	0.048	0.039	0.046	0.038	0.046
14	0.043	0.043	0.043	0.047	0.040	0.045	0.039	0.049
15	0.049	0.038	0.049	0.046	0.047	0.042	0.046	0.042
16	0.055	0.032	0.056	0.039	0.055	0.039	0.058	0.035
17	0.059	0.035	0.060	0.039	0.059	0.038	0.062	0.037
18	0.057	0.039	0.058	0.041	0.057	0.038	0.058	0.042
19	0.054	0.033	0.054	0.035	0.052	0.035	0.050	0.034
20	0.050	0.038	0.050	0.038	0.049	0.040	0.047	0.041
21	0.047	0.046	0.047	0.044	0.046	0.049	0.044	0.047
22	0.039	0.056	0.039	0.051	0.040	0.055	0.039	0.054
23	0.031	0.055	0.031	0.059	0.032	0.060	0.032	0.058
24	0.024	0.055	0.024	0.055	0.026	0.059	0.027	0.056

Tabela 2. – Współczynniki $k_{TYP,t}$ dla miesięcy: maj – sierpień

Godzina	Maj		Czerwiec		Lipiec		Sierpień	
	Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego	
	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy
1	0.013	0.048	0.011	0.053	0.014	0.052	0.015	0.053
2	0.009	0.045	0.007	0.045	0.011	0.048	0.012	0.049
3	0.009	0.041	0.007	0.038	0.010	0.044	0.011	0.048
4	0.015	0.039	0.012	0.038	0.015	0.042	0.015	0.045
5	0.037	0.040	0.030	0.039	0.029	0.042	0.029	0.040
6	0.061	0.035	0.053	0.034	0.050	0.035	0.049	0.034
7	0.068	0.026	0.061	0.028	0.060	0.026	0.060	0.025
8	0.059	0.030	0.057	0.027	0.057	0.028	0.056	0.033
9	0.050	0.038	0.050	0.037	0.050	0.037	0.050	0.040
10	0.043	0.039	0.046	0.043	0.046	0.041	0.046	0.042
11	0.040	0.043	0.044	0.042	0.044	0.041	0.044	0.044
12	0.040	0.044	0.044	0.042	0.043	0.041	0.044	0.042
13	0.040	0.044	0.044	0.042	0.043	0.042	0.044	0.043
14	0.040	0.043	0.045	0.044	0.045	0.040	0.045	0.040
15	0.047	0.041	0.053	0.042	0.052	0.042	0.052	0.040
16	0.060	0.037	0.064	0.035	0.059	0.037	0.058	0.040
17	0.065	0.040	0.067	0.038	0.062	0.040	0.061	0.039
18	0.062	0.041	0.063	0.040	0.059	0.042	0.059	0.038
19	0.053	0.038	0.057	0.035	0.056	0.034	0.055	0.028
20	0.048	0.044	0.051	0.041	0.051	0.041	0.051	0.035
21	0.045	0.048	0.046	0.051	0.048	0.046	0.048	0.043
22	0.038	0.052	0.038	0.054	0.040	0.052	0.041	0.050
23	0.030	0.054	0.029	0.057	0.031	0.054	0.032	0.053
24	0.025	0.052	0.022	0.056	0.024	0.052	0.024	0.054

Tabela 3. – Współczynniki $k_{TYP,t}$ dla miesięcy: wrzesień – grudzień

Godzina	Wrzesień		Październik		Listopad		Grudzień	
	Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego		Typ przewoźnika kolejowego	
	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy	Pasażerski	Towarowy
1	0.013	0.052	0.015	0.048	0.015	0.054	0.017	0.053
2	0.009	0.047	0.011	0.046	0.012	0.050	0.014	0.048
3	0.009	0.040	0.010	0.044	0.011	0.050	0.013	0.044
4	0.014	0.042	0.015	0.045	0.016	0.051	0.017	0.042
5	0.030	0.041	0.031	0.043	0.032	0.044	0.031	0.038
6	0.051	0.035	0.051	0.037	0.050	0.036	0.049	0.032
7	0.064	0.029	0.063	0.027	0.061	0.027	0.060	0.024
8	0.060	0.032	0.061	0.030	0.059	0.029	0.058	0.031
9	0.053	0.036	0.053	0.035	0.052	0.039	0.051	0.040
10	0.046	0.040	0.047	0.036	0.047	0.041	0.047	0.046
11	0.043	0.042	0.043	0.038	0.042	0.042	0.044	0.042
12	0.044	0.043	0.043	0.038	0.043	0.039	0.044	0.043
13	0.043	0.040	0.041	0.036	0.042	0.038	0.044	0.045
14	0.046	0.041	0.044	0.038	0.044	0.038	0.046	0.046
15	0.052	0.043	0.050	0.040	0.051	0.038	0.051	0.042
16	0.059	0.041	0.057	0.040	0.058	0.036	0.058	0.038
17	0.063	0.040	0.060	0.042	0.060	0.037	0.059	0.039
18	0.060	0.042	0.058	0.043	0.058	0.040	0.058	0.038
19	0.054	0.031	0.054	0.039	0.054	0.035	0.053	0.034
20	0.051	0.037	0.052	0.040	0.051	0.040	0.050	0.037
21	0.046	0.045	0.047	0.051	0.047	0.047	0.045	0.048
22	0.039	0.050	0.040	0.053	0.039	0.047	0.039	0.050
23	0.031	0.054	0.032	0.056	0.031	0.053	0.031	0.050
24	0.022	0.055	0.024	0.055	0.024	0.051	0.023	0.051

Załącznik nr 5

Istotne postanowienia umów o świadczenie usług Dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami

Część A - Istotne postanowienia GUD-K

GUD-K zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. OSD i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-K stanowią w szczególności:
   1) IRiESD,
   2) WDB,
   3) IRiESP-OIRE,
   4) Taryfa PGE Energetyka Kolejowa S.A.
2. IRiESD zatwierdzona przez Prezesa URE i ogłoszona w Biuletynie URE stanowi część GUD-K. Dokonane po wejściu w życie GUD-K zmiany IRiESD lub WDB obowiązują OSD i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-K. W przypadku niezgodności zapisów GUD-K i IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-K, zgodnie z GUD-K. Jednocześnie OSD i sprzedawca przyjmują, że OSD powiadomi sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-K, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez Prezesa URE, OSD poinformuje o tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-K.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań OSD wobec sprzedawcy wynikających z GUD-K jest jednoczesne obowiązywanie umów:
   1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a OSP (na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD objętych umową przesyłową);
   2) kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD;
   3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a POB_Z wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
   4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB_Z a OSP;
   5) o świadczenie usług dystrybucji zawartej między OSD a OSDp (w zakresie obszarów sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania zawartą przez OSD z OSP);
   6) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSDp i POB_Z, wskazanym przez sprzedawcę (w zakresie obszarów sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania zawartą przez OSD z OSP) - przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;

7) o świadczenie usług przekazywania danych pomiarowych zawartej pomiędzy OSD a OSDp (w zakresie obszarów sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania zawartą przez OSD z OSP);

8) o korzystanie z infrastruktury kolejowej na Elektrycznej trakcji kolejowej pomiędzy URD a Zarządcą infrastruktury kolejowej – w przypadku URD będącego Przewoźnikiem kolejowym;;

9) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy OSD a OIRE;

10) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy sprzedawcą a OIRE.

4. OSD wstrzymuje realizację GUD-K w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD-K bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.

II. Przedmiot GUD-K:

1. Na mocy GUD-K OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej,

2. GUD-K wraz z IRiESD i Taryfą PGE Energetyka Kolejowa S.A. określają szczegółowe warunki świadczenia przez OSD. usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:

   1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OSD umów kompleksowych;

   2) zasady obejmowania postanowieniami GUD-K kolejnych URD i zobowiązania OSD i sprzedawcy w tym zakresie;

   3) zasady wyłączania z zakresu GUD-K tych URD, z którymi zawarte umowy kompleksowe wygasły lub zostały rozwiązane;

   4) wskazanie POB_Z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POB_Z;

   5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów kompleksowych;

   6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez OSD;

   7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowych oraz innych niezbędnych do dokonania przez sprzedawcę rozliczeń za usługę kompleksową;

   8) zasady udzielania bonifikat, rozpatrywania reklamacji i wypłaty odszkodowań;

   9) obowiązki OSD i sprzedawcy w zakresie obsługi URD;

   10) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy Stronami;

   11) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;

   12) zasady zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;

   13) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. OSD zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach kompleksowych oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;

2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OSD i przyjętymi przez OSD do realizacji umowami kompleksowymi;
3. dostarczania energii elektrycznej z zachowaniem ciągłości i niezawodności dostaw z uwzględnieniem parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w obowiązujących przepisach prawa, do miejsc dostarczania energii elektrycznej określonych w umowach kompleksowych;
4. odbierania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci OSD przez URD będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt 2;
5. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD oraz danych stanowiących podstawę do rozliczeń z URD, zgodnie z zapisami IRiESD oraz Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A.;
6. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD;
7. rozpatrywania na zasadach określonych w IRiESD wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez sprzedawcę w imieniu URD;
8. niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i umów kompleksowych z URD, w zakresie świadczonych usług dystrybucji;
9. udzielania sprzedawcy oraz URD informacji dotyczących świadczonych usług dystrybucji;
10. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD-K, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
11. terminowej zapłaty należności wynikających z GUD-K;
12. przekazania paszportu PPE niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu:
    1) trzech (3) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do OSD zapytania o paszport PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej może być przedłużony do pięciu (5) dni roboczych, o czym OSD poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) – dla URD przyłączonych do sieci elektroenergetycznej OSD o napięciu znamionowym do 1 kV i mocy przyłączeniowej/umownej nie wyższej niż 50 kW,
    2) pięciu (5) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do OSD zapytania o paszport PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej może być przedłużony do dziesięciu (10) dni roboczych, o czym OSD poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) – dla URD innych niż wymienionych w pkt 1); w szczególnie uzasadnionych przypadkach terminy określone powyżej mogą być przedłużone o pięć (5) dni roboczych OSD poinformuje o tym sprzedawcę przed upływem terminów, o których mowa w pkt 1) i 2);
13. powiadamiania o zmianie Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A. oraz IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSD;
14. przekazania, na dedykowany adres poczty elektronicznej sprzedawcy, zatwierdzonej Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A. nie później niż w terminie dwóch (2) dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE;
15. przestrzegania zasad poufności informacji związanej z realizacją GUD-K;

16. informowania sprzedawcy o przyłączeniu do sieci OSD mikroinstalacji URD, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. występowania z wnioskiem o wydanie paszportu PPE przed zawarciem umowy kompleksowej z URD, przy czym wniosek ten nie jest obligatoryjny dla URD w gospodarstwie domowym przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV; wystąpienie z wnioskiem jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę pełnomocnictwem URD do pozyskania od OSD danych udostępnionych w paszporcie PPE;
2. zgłaszania do OSD informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych, na zasadach określonych w IRiESD; dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt 3;
3. uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w paszporcie PPE oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji;
4. udzielania, na wniosek OSD informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-K, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji;
5. terminowego regulowania należności wynikających z GUD-K;
6. ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
7. informowania OSD o zmianie POB_Z lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
8. przekazywania do OSD na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez URD do sprzedawcy;
9. niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i Ustawie, rozpatrywania reklamacji URD i udzielania na nie odpowiedzi URD;
10. przestrzegania zasad poufności informacji związanej z realizacją GUD-K;
11. informowania URD o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD;
12. niezwłocznego przekazywania OSD informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i świadczonych przez OSD usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD;
13. niezwłocznego, nie później niż w terminie 5 dni roboczych od ich otrzymania przez sprzedawcę od URD nie objętego ochroną przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła), przekazywania OSD informacji o danych teleadresowych URD na potrzeby realizacji ww. rozporządzenia: adresie poczty elektronicznej URD oraz numerze telefonu komórkowego URD – poprzez system, o którym mowa w GUD-K albo w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w Załączniku do GUD-K;
14. niezwłocznego dokonania odpowiednich zmian w umowie kompleksowej lub dokonania zgłoszenia nowej umowy kompleksowej, w przypadkach stwierdzenia przez OSD, że URD pobiera energię elektryczną na potrzeby inne, niż określone w umowie

kompleksowej lub URD korzysta z grupy taryfowej niezgodnie z kwalifikacją określoną w Taryfie PGE Energetyka Kolejowa S.A. ;

15. zamieszczania w treści umowy kompleksowej z URD, w szczególności:
    1) zobowiązania URD do przestrzegania zapisów IRiESD oraz Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A.
    2) zgody URD na gromadzenie i przetwarzanie ich danych osobowych przez OSD w zakresie określonym w umowie kompleksowej, w tym w związku z wykonywaniem przez OSD odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także kontrolą, modernizacją lub demontażem tych układów,
    3) zobowiązania URD do umożliwienia upoważnionym przedstawicielom OSD wykonania kontroli oraz umożliwienia uprawnionym przedstawicielom OSD dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do urządzeń oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego znajdującego się na terenie lub w obiekcie URD, w celu wykonania prac eksploatacyjnych, usunięcia awarii w sieci OSD, odczytu wskazań lub demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego,
    4) informacji, że rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej następuje z dniem zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub podania napięcia – dotyczy URD nowo przyłączonych,
    5) poinformowania URD, że OSD ma prawo do wstrzymania lub ograniczenia dostarczania energii elektrycznej przez OSD, w przypadkach określonych w Ustawie i w IRiESD,
    6) postanowień dotyczących sprzedaży rezerwowej określonych w Ustawie i IRiESD, w tym pozyskiwania od URD wymaganych oświadczeń lub upoważnień w tym zakresie.

V. Odniesienie do IRiESD oraz Taryfy PGE Energetyka Kolejowa S.A. w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy przez OSD danych pomiarowych i rozliczeniowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD i Taryfie OSD.
2. W zakresie danych pomiarowych dotyczących prosumentów lub prosumentów zbiorowych, OSD udostępnia sprzedawcy dane obejmujące 15 minutowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD przez prosumenta lub prosumenta zbiorowego przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD.
3. W zakresie danych pomiarowych dotyczących członków spółdzielni energetycznych, OSD udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące 15 minutowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD i pobranej z tej sieci przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz.
4. Dane, o których mowa w pkt 1, 2 i 3, udostępnione są sprzedawcy poprzez system, o którym mowa w GUD-K, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.

2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i OSD odbywa się poprzez system, o którym mowa w GUD-K.
3. Sprzedawca poinformuje URD, że OSD może wznowić dostarczanie energii elektrycznej bez odrębnego powiadomienia URD, również pod jego nieobecność.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-K:

1. OSD i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K, w przypadkach:
   a) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które OSD i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
   b) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
   c) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
   d) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;
   e) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w IRiESD;
   f) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB_Z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_Z na RB;
   g) nieustanowienia, nieuzupełnienia lub nieodnowienia przez sprzedawcę na rzecz OSD zabezpieczenia należytego wykonania Umowy.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD-K. W szczególności zaistnienie przesłanki określonej w ppkt 1 lit. g) powyżej może polegać na wstrzymaniu przyjmowania przez OSD nowych zgłoszeń dotyczących zawarcia przez sprzedawcę umów kompleksowych.
3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 1.
4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD będącego prosumentem energii odnawialnej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej OSD energii wytworzonej przez tego URD.

VIII. Rozliczenia finansowe i fakturowanie

1) Rozliczenia za świadczone przez OSD usługi dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej, dokonywane są na podstawie stawek opłat i zasad ich stosowania określonych w Taryfie PGE Energetyka Kolejowa S.A. z uwzględnieniem udzielonych przez OSD bonifikat oraz ilości zrealizowanych wznowień dostaw energii elektrycznej. W relacjach pomiędzy OSD a sprzedawcą rozliczenie usługi dystrybucji dla URD będącego prosumentem lub prosumentem zbiorowym, lub członkiem spółdzielni energetycznej, odbywają się na zasadach zawartych w Ustawie OZE.
2) W przypadku zmiany stawek opłat w trakcie okresu rozliczeniowego danego URD, stawki opłat i rozliczenia powinny być przyjmowane zgodnie z Taryfą PGE Energetyka Kolejowa S.A. obowiązującą w danym okresie zużycia energii elektrycznej. W takim

przypadku OSD udostępnia do rozliczeń dane pomiarowe wyznaczone zgodnie z IRiESD.

3) W celu poprawnego rozliczenia URD, dla których część opłat z tytułu świadczonych usług dystrybucji nie wynika z ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSD, sprzedawca jest zobowiązany przekazywać OSD niezbędne informacje, w tym otrzymane od URD stosowne oświadczenia służące do prawidłowego rozliczenia usług dystrybucji, zgodnie z Taryfą PGE Energetyka Kolejowa S.A. i na zasadach określonych przez OSD.

4) W każdym przypadku za datę zapłaty uznaje się datę wpływu należności na rachunek bankowy Strony.

5) W przypadku opóźnień w płatnościach Strony mają prawo naliczyć odsetki określone w przepisach prawa za każdy dzień opóźnienia w płatnościach.

6) W przypadku, gdyby którakolwiek ze Stron przestała być czynnym podatnikiem podatku VAT ma ona obowiązek poinformowania o tym drugą Stronę, pod rygorem odszkodowania.

7) W przypadku opóźnienia w płatnościach w jakiejkolwiek części ponad 14 dni, OSD w pierwszej kolejności ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia.

8) Opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej URD, wstrzymanego na żądanie sprzedawcy ponosi sprzedawca na rzecz OSD. W innych przypadkach opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej ponosi URD na rzecz OSD.

IX. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD-K:

   1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD-K, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;

   2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;

   3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD-K albo zgłoszenie wniosku o renegocjacje GUD-K, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD-K.

2. Zasady udzielania bonifikat:

   1) OSD udziela sprzedawcy, na zasadach oraz w terminach określonych w IRiESD oraz w Taryfie PGE Energetyka Kolejowa S.A. bonifikaty z tytułu:

      a) niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,

      b) niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

   2) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, OSD pokrywa koszty udzielonych bonifikat w wysokości określonej na podstawie ilości dni, o którą OSD przekroczył wynikający z IRiESD termin na udzielenie przez OSD odpowiedzi sprzedawcy.

W przypadku, gdy przekroczenie terminu po stronie OSD jest większe niż całkowite przekroczenie terminu udzielenia odpowiedzi przez sprzedawcę, OSD pokrywa koszty bonifikat proporcjonalne do przekroczenia terminu odpowiedzi udzielonej URD. Wzajemne rozliczenie dotyczy jedynie przekroczeń terminów realizacji zgłoszeń skierowanych do OSD przez sprzedawcę, w przypadku, gdy sprzedawca nie przekroczy terminu 30 dni kalendarzowych na udzielenie bonifikaty URD.

3) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSD pokrywa koszty udzielonych bonifikat w pełnej wysokości pod warunkiem uprzedniego potwierdzenia przez OSD niedotrzymania tych parametrów.

X. Zmiany, renegocjacje oraz wypowiedzenie GUD-K:

1. Zmiany GUD-K mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD-K, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD-K, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD-K uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD-K. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.
3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD-K wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD-K stanie się nieważne.
4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD-K, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegocjacji pod kątem dostosowania GUD-K do nowych okoliczności.
5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD-K, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania zmian IRiESD lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSD najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSD w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD-K obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub WDB.
6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD-K z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD-K w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD-K z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach:

   1) istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD-K, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni

kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:

a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD-K,

b) określenie istotnych szczegółów naruszenia,

2) niewypłacalności drugiej Strony lub rozpoczęcia przez właściwy sąd postępowania o wykreśleniu Strony z rejestru wobec przeprowadzenia postępowania likwidacyjnego.

Prawo rozwiązania GUD-K, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD-K.

Za istotne naruszenie warunków GUD-K przez sprzedawcę uważa się w szczególności:

a) ustalenie treści umowy kompleksowej zawieranej z URD z naruszeniem GUD-K (w szczególności WUD, WUD-P lub WUD-T)

b)) lub wymogów wynikających z przepisów powszechnie obowiązujących,

c) wystąpienie opóźnienia w regulowaniu wynikających z GUD-K należności OSD przekraczających 30 dni kalendarzowych.

8. OSD ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD-K, do rozwiązania GUD-K ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:

1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD-K, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD-K;

2) braku POB_Z sprzedawcy;

3) nieustanowienia, nieuzupełnienia oraz nieodnowienia przez Sprzedawcę zabezpieczeń finansowych.

9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD-K ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez OSD statusu operatora systemu dystrybucyjnego.

10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD-K powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD-K.

XI. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie rezerwowej umowy kompleksowej oraz warunki współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD oraz w Załączniku do GUD-K.

2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:

1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej (zwanej dalej „rezerwową umową kompleksową"), z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD.

2) przekazuje OSD aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej. W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje OSD nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe

informacje przekazuje OSD w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.

3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od OSD działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez OSD oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.

4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD określonymi w paszporcie PPE, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD-K lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.

XII. Zabezpieczenia finansowe:

1. Sprzedawca ma obowiązek ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania na rzecz OSD zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K („Zabezpieczenie"), w tym:

   1) Zabezpieczenie ustanawiane jest przez sprzedawcę bez wezwania OSD dla każdego PPE (w przypadku grup taryfowych wymienionych w aktualnej Taryfie OSD oraz kombinacji liczby PPE w grupach taryfowych po przekroczeniu obowiązującego limitu, określonego w GUD-K).

   2) Zabezpieczenie może zostać ustanowione, według wyboru sprzedawcy, w jednej lub kilku z następujących form:

      a) kaucji pieniężnej, wpłaconej na rachunek bankowy OSD,

      b) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez OSD, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,

      c) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej, wystawionej przez ubezpieczyciela o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez OSD, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,

   3) Wysokość Zabezpieczenia stanowi - w grupach taryfowych:

      a) suma iloczynów zadeklarowanej liczby PPE w danej grupie taryfowej (powyżej liczby PPE wskazanych w GUD-K oraz kwoty ryczałtowej za każde PPE dla grupy taryfowej.

   4) OSD ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia ustanowionego przez sprzedawcę na zaspokojenie roszczeń z tytułu wymagalnych należności wynikających z GUD-K.

   5) OSD może zwolnić z ustanowienia Zabezpieczenia na pisemny wniosek sprzedawcy, w przypadku, gdy:

      - sprzedawca lub podmiot, który posiada bezpośrednio lub pośrednio co najmniej 75% udziałów albo akcji sprzedawcy posiada aktualną ocenę ratingową na poziomie równoważnym BBB lub wyższym, nadaną przez honorowaną przez OSD agencję ratingową – o ile spełnia kryterium terminowości płatności,

      - sprzedawca jest sprzedawcą z urzędu lub przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym obowiązki sprzedawcy z urzędu, na obszarze działania OSD.

XIII. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD-K jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD-K będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby OSD
3. GUD-K jest sporządzona w języku polskim.

Część B - Istotne postanowienia GUD

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. OSD i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:
   1) IRiESD,
   2) WDB,
   3) Taryfa PGE Energetyka Kolejowa S.A.
2. IRiESD zatwierdzona przez Prezesa URE i ogłoszona w Biuletynie URE stanowi część GUD. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD lub WDB, obowiązują OSD i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD. Jednocześnie OSD i sprzedawca przyjmują, że OSD powiadomi sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez Prezesa URE, OSD poinformuje o tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań OSD wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednoczesne obowiązywanie umów:
   1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD a OSP (na obszarach sieci dystrybucyjnej OSD objętych umową przesyłową);
   2) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy OSD a URD;
   3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a POB_Z wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
   4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB_Z a OSP;
   5) o świadczenie usług dystrybucji zawartej między OSD a OSDp (w zakresie obszarów sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania zawartą przez OSD z OSP);
   6) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSDp i POB_Z, wskazanym przez sprzedawcę (w zakresie obszarów sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania zawartą przez OSD z OSP) - przez wskazanie POB_Z rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie;
   7) o świadczenie usług przekazywania danych pomiarowych zawartej pomiędzy OSD a OSDp (w zakresie obszarów sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych umową o świadczenie usług przesyłania zawartą przez OSD z OSP);
   8) o korzystanie z infrastruktury kolejowej na Elektrycznej trakcji kolejowej pomiędzy URD a Zarządcą infrastruktury kolejowej – w przypadku URD będącego Przewoźnikiem kolejowym.

4. OSD wstrzymuje realizację GUD w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.

II. Przedmiot GUD:

1. Na mocy GUD OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, w przypadku:
   1) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSD;
   2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD.
2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą PGE Energetyka Kolejowa S.A. określa szczegółowe warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
   1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OSD umów sprzedaży;
   2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania OSD i sprzedawcy w tym zakresie;
   3) zasady wyłączania z zakresu GUD tych URD, z którymi zawarte umowy sprzedaży lub umowy o świadczenie usług dystrybucji wygasły lub zostały rozwiązane;
   4) wskazanie POB_Z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB_Z;
   5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
   6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez OSD;
   7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych pomiarowych URD;
   8) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
   9) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej,
   10) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy Stronami.

III. OSD zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach sprzedaży oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OSD i przyjętymi przez OSD do realizacji umowami sprzedaży;
3. dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSD przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
4. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD zgodnie z IRiESD;
5. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;

7. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
8. powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSD;
9. przestrzegania zasad poufności informacji związanej z realizacją GUD;

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. zgłaszania do OSD informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD;
2. terminowego regulowania należności wynikających z GUD;
3. informowania OSD o zmianie POB_Z lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
4. przestrzegania zasad poufności informacji związanej z realizacją GUD;
5. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania OSD informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. zapewnienia bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD przez URD.

V. Odniesienie do IRiESD w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy przez OSD danych pomiarowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD.
2. Dane, o których mowa w ppkt 1, udostępnione są sprzedawcy poprzez wystawienie ich na wskazany przez OSD serwer ftp lub przekazanie na adres e-mail, wyszczególniony w Załączniku do GUD lub udostępnienie poprzez system, o którym mowa w GUD, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i OSD odbywa się poprzez system, o którym mowa w GUD.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:

1. OSD i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
   a. działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które OSD i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
   b. ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
   c. przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;

d. ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;

e. wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w IRiESD;

f. zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB_Z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_Z na RB.

2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.

3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 1.

4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej OSD.

VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD:

   1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;

   2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;

   3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD albo zgłoszenie wniosku o renegocjacje GUD, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD.

IX. Zmiany, renegocjacje oraz wypowiedzenie GUD:

1. Zmiany GUD mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.

2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.

3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD stanie się nieważne.

4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegocjacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.

5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania zmian IRiESD lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSD najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSD w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub WDB.
6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
   a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD,
   b) określenie istotnych szczegółów naruszenia.

   Prawo rozwiązania GUD, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD.
8. OSD ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD, do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
   1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD;
   2) braku POB_Z sprzedawcy.
9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez OSD statusu operatora systemu dystrybucyjnego.
10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD.

X. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej oraz warunki współpracy OSD i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD oraz w Załączniku do GUD.
2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:

1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD.
2) przekazuje OSD aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej. W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje OSD nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje OSD w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.
3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od OSD działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez OSD oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.
4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.

XI. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby OSD.
3. GUD jest sporządzona w języku polskim.