Grupa Kęty Spółka Akcyjna

INSTRUKCJA
RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Tekst jednolity obowiązujący od: 23.11.2026 r.

Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone:

Kartą aktualizacji nr 1/2026 zatwierdzoną przez Zarząd Grupa Kęty S.A. w dniu 23.11.2026 r.

Spis treści

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 7
I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE 7
I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 13
I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ OSDn 13
I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 14
I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 16
II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn 17
II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA 17
II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ 29
II.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 33
II.4. DANE PRZEKAZYWANE DO OSDn PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 52
II.5. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ I WSPÓŁPRACY. 55
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI 57
III.1. PRZEPISY OGÓLNE 57
III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI 58
III.3. PRZEKAZYWANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU, PRZEBUDOWY LUB WYCOFANIE Z EKSPLOATACJI 58
III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH 59
III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA 59
III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH 60
III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH 60
III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO 61
III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA 61
III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH 61
III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC 62
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 62
IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 62
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 63
IV.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 63
IV.4. WYMAGANIA DLA UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI 76
IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE 77
IV.6. INTERWENCYJNA DOSTAWA MOCY CZYNNEJ (obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.) 79
IV.7. NTERWENCYJNA REGULACJA MOCY BIERNEJ NA POLECENIE OSDn 80
(obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.) 80

V. WSPÓŁPRACA OSDn Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU 81
VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn 82
VI.1. OBOWIĄZKI OSDn 82
VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 83
VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ 84
VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ 85
VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 85
VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 86
VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE 87
VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn 87
VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 88
VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 88
VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 89
VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ 90
VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 93
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 96
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE 97
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE 97
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY 98
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO 99
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA 102
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH 105
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH 108
A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ 111
A.8. OBSŁUGA PROCESÓW PO PRZYSTĄPIENIU OSDn DO CSIRE 112
A.9. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUGI IRP I USŁUGI IZP 113
A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH 123
A.11 UWARUNKOWANIA ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH 126
A.12. USŁUGI ELASTYCZNOŚCI, ODPOWIEDŹ ODBIORU I AGREGACJA 128
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD 129
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH 132
C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 132
D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW 137

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE....137
D.2. ZGŁASZANIE UMÓW I OBSŁUGA ICH ZMIAN W CSIRE....137
D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI URD....138
E. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE....139
F. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA....140
G. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE....141
H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI....146
SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI....148
1. OZNACZENIA SKRÓTÓW....148
2. POJĘCIA I DEFINICJE....151
Załącznik nr 1 – *Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.*....173
Załącznik nr 2 - *zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej*....197
Załącznik nr 3 - *lista kodów, którymi OSD informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej –*....199
Załącznik nr 4 - Istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami....201
Załącznik nr 5 - *Standardowe profile zużycia wykorzystywane w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW*....215

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. *Grupa Kęty S.A.* jako operator systemu dystrybucyjnego (zwany dalej „OSDn") wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.1.2. *Grupa Kęty S.A. j*ako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) 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 (zwanej dalej „siecią dystrybucyjną OSDn"), zgodnie z niniejszą IRiESD. OSDn jest bezpośrednio połączony z siecią dystrybucyjną operatora systemu dystrybucyjnego mającym bezpośrednie połączenie z siecią OSP, którym jest TAURON Dystrybucyjna S.A. (OSDp).

Grupa Kęty S.A. będąc OSDn prowadzi dystrybucję energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie i w bezpośrednim sąsiedztwie przedsiębiorstwa energetycznego *Grupy Kęty S.A* w mieście Kęty, za pomocą sieci o napięciu 6kV oraz sieci rozdzielczej niskiego napięcia.

I.1.3. Niniejsza IRiESD spełnia w szczególności wymagania:

1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2026 r. poz. 43, z późn. zm.), zwanej dalej „Ustawą", oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych;
2) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz. U. z 2026 r. poz. 68, z późn. zm.), zwanej dalej „Ustawą OZE".
3) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2025 poz. 418),
4) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (t.j. Dz. U. z 2025 r. poz. 277),
5) koncesji *Grupy Kęty S.A.* na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/233/693/W/OKR/2009/RW na okres od 1 kwietnia 2011 r. do 31 grudnia 2030 r.,
6) decyzji Prezesa Nr DPE-4711-118(6)2011/693/BT z dnia 8 czerwca 2011 r. o wyznaczeniu *Grupy Kęty S.A.* Operatorem Systemu Dystrybucyjnego,
7) Taryfy dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej *Grupy Kęty S.A.*,
8) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
9) określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego (zwanego dalej: „OSDp") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESDp"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE.
10) zawarte w:
    - 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. zm.)
      - EB GL,
    - 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 poźn. zm.)
- NC RfG,

- 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,
- 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,
- 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 poźn. zm.)
  - SO GL,
- 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 poźn. zm)
  - NC ER;

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci".

11) 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 2025 r. poz. 159, 290),
12) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności" (t.j. Dz. U. z 2024 poz. 1289, 1853, 1881),
13) ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 1799),
14) ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 2063).

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

I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych OSDn 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 OSDn, w szczególności dotyczące:

1) przyłączania jednostek wytwórczych, magazynów energii, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych 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 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.

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 OSDn, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:
1) operatora systemu dystrybucyjnego – OSDn*,*
2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,
3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,
4) podmioty odpowiedzialne za bilansowanie i dostawców usług bilansujących,
5) sprzedawców,
6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej OSDn,
7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6),
8) posiadacza magazynu energii elektrycznej.

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:
1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
3) wytwórcy posiadający 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,
2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,

3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej,
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,
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,
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) pozyskanie, 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 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 OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
        (ii) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDn,
        (iii) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,
        (iv) informacji o sprzedawcy rezerwowym działającym na obszarze działania OSDn wraz z adresem strony internetowej tego sprzedawcy, na

której opublikował on informację o cenie energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej i o warunkach jej świadczenia, a także wzór umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej.

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) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych,
14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego,
15) 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. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn,
2) rozwiązanie z OSDn umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

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

1) współpracę w procesie certyfikacji z OSDp i OSP,

1) weryfikację wykonywania obowiązku mocowego przez jednostki rynku mocy, utworzone z jednostek fizycznych, przyłączonych do sieci OSDn,

2) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci OSDn i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.

I.1.11. OSDn udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

I.1.12. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu przez *Zarząd Grupy Kęty S.A.*

I.1.13. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.

I.1.14. W zależności od potrzeb, OSDn przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawnych.

I.1.15. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.

I.1.16. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.1.17. W przypadku zmiany IRiESD w trybie wydania Karty aktualizacji, zawiera ona specyfikę zmian IRiESD.
Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

I.1.18. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
a) OSDn opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje. Dodatkowo, OSDn publikuje dokument wyjaśniający, zawierający informację o przedmiocie i przyczynie wprowadzanych zmian, a także o planowanym terminie ich wejścia w życie.

I.1.19. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia udostępnienia projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.1.20. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje, OSDn:
a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
b) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
d) przedkłada *Zarządowi Grupy Kęty S.A.* do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji,

I.1.21. IRiESD albo Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Zarząd *Grupy Kęty S.A.* oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej.
Zatwierdzoną przez *Zarząd Grupy Kęty S.A.* IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z tekstem jednolitym IRiESD, a także informację o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.1.22. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci OSDn lub korzystający z usług świadczonych przez OSDn, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.23. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, stąd:
1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, OSDn podejmie działania mające na celu wyeliminowania 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.1.24. OSDn umożliwia uczestnictwo prosumenta wirtualnego energii odnawialnej w rozliczeniach na zasadach Ustawy OZE również wtedy, gdy instalacja odnawialnego źródła energii oraz PPE tego prosumenta znajdują się w sieciach różnych operatorów. OSDn przekazuje i przyjmuje informacje o przypisaniu udziału, energii i danych pomiarowych w procesach CSIRE właściwych dla prosumenta wirtualnego. Rozliczenia prosumentów indywidualnych, zbiorowych

i wirtualnych prowadzi się według zasad właściwych dla każdego z tych rodzajów prosumenta; nie stosuje się do nich jednej wspólnej metody rozliczeń.

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. OSDn 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 zatwierdzonej przez *Zarząd Grupy Kęty S.A.* oraz Taryfie dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej *Grupy Kęty S.A.* zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ OSDn

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

1) koncesji, o której mowa w pkt I.1.3. ppkt 5),
2) Taryfie OSDn,
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 utrzymaniu:

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

I.3.2. OSDn 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-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę, wytwórcę lub posiadacza magazynu energii elektrycznej,
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) pozyskuje, przetwarza i przekazuje informacje rynku energii do CSIRE,
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 OSDn, 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 i aktualizuje oraz przekazuje drogą elektroniczną OIRE standardowe profile zużycia energii elektrycznej, z wyłączeniem odbiorców, u których zainstalowano LZO, a także uwzględnia zasady ich stosowania w IRiESD,
i) wdraża procedury umożliwiające zmianę sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD,
j) udostępnia lub przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, podmiotowi odpowiedzialnemuza bilansowanie, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, wytwórcę energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej - za pośrednictwem CSIRE.

I.3.3. Przyłączanie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączanie 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. OSDn określa odpowiednio wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji i udostępnia te wzory na swojej stronie internetowej w wersji umożliwiającej ich uzupełnienie w postaci elektronicznej.

I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.

I.3.6. Pkt. I.3.5. 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. Okres ważności warunków przyłączenia określa pkt II.1.11., z uwzględnieniem przepisów przejściowych właściwych dla dnia złożenia wniosku i wydania warunków.

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

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

I.4.1. OSDn 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.

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

I.4.3. OSDn 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. OSDn stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności OSDn stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci,
b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
d) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt. VIII.4.1., o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej OSDn,
e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnej Taryfy OSDn,
g) 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 h), które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
h) 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 OSDn,
i) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSDn za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w pkt VIII. albo ustalonych w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej,
j) niezwłocznie przekazuje odbiorcy protokoły z czynności określonych w ppkt e) lub h).

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

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 do OSDn 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 - niniejsze postanowienie stosuje się od dnia 19 czerwca 2022 r.,
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 1.4.5. OSDn:

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 - niniejsze postanowienie stosuje się od dnia 19 czerwca 2022 r.,
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. OSDn, 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 OSDn. 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 1.4.5. ppkt 1) i 3).

I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,
2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej OSDn,
3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej OSDn.

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.

I.5.3. OSDn wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.l., 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., poza OSDn jest także inny operator systemu elektroenergetycznego, wpisu do rejestru dokonuje operator systemy dystrybucyjnego wskazany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.

I.5.4. I.5.4.W przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci OSDn, posiadacz

tego magazynu przekazuje OSDn 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 OSDn na stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych."

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSDn następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSDn albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w ppkt. IIII.1.20.

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

1) pozyskanie przez podmiot od OSDn, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji"),
2) złożenie do OSDn wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem udostępnionym przez OSDn. Wniosek można złożyć w postaci papierowej, w postaci elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej, z uwzględnieniem wymagań Ustawy. OSDn publikuje na swojej stronie internetowej aktualne wzory wniosków oraz adresy i sposób ich składania. Datą złożenia wniosku jest data jego otrzymania przez OSDn. OSDn potwierdza otrzymanie wniosku, wskazując datę jego wpływu. Kompletność wniosku oraz początek biegu terminu wydania warunków przyłączenia ustala się zgodnie z Ustawą i postanowieniami IRiESD,
3) Wniosek o określenie warunków przyłączenia mikroinstalacji składa się w postaci i w sposób określony w § 3–5 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 31 maja 2023 r. w sprawie wymagań technicznych, warunków przyłączania oraz współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym (Dz. U. poz. 1098, z późn. zm.). Postać elektroniczna może być opatrzona kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym. OSDn publikuje właściwe adresy i potwierdza datę otrzymania. Do uzupełniania i poprawiania wniosku stosuje się ppkt 9) oraz właściwe przepisy rozporządzenia.

Zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji składa się i weryfikuje na zasadach art. 7 ust. 8d[4]–8d[7] Ustawy oraz rozporządzenia dotyczącego mikroinstalacji, z zachowaniem właściwych wymagań podpisu i doręczenia oraz ustawowego terminu przyłączenia. Terminów usuwania braków wniosku o określenie warunków przyłączenia nie stosuje się do zgłoszenia, jeżeli właściwe przepisy przewidują odmienne zasady.

4) Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę i opłatę za rozpatrzenie wniosku na zasadach określonych w pkt II.1.48. Zwiększenie mocy przyłączeniowej i przypadki wyłączeń rozlicza się zgodnie z art. 7 ust. 8a-8c Ustawy,

5) Zaliczkę wnosi się w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku, z uwzględnieniem art. 7 ust. 8a-8c Ustawy, ustawowych wyłączeń oraz przepisów przejściowych. Datą wniesienia zaliczki jest dzień uznania rachunku OSDn. OSDn publikuje numer rachunku oraz pouczenie o skutkach niewniesienia zaliczki i opłaty za rozpatrzenie wniosku.
6) Zwrot zaliczki, w tym wniesionej przed złożeniem wniosku, następuje zgodnie z art. 7 ust. 8b i 8j Ustawy; OSDn nie ustanawia dodatkowych warunków ograniczających ustawowe prawo do jej zwrotu.
7) Jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań właściwych dla danego rodzaju wniosku, wymagań określonych w art. 7 Ustawy lub został złożony niezgodnie ze wzorem udostępnionym przez OSDn, OSDn wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania. Jeżeli wezwanie dotyczy przedstawienia dokumentów potwierdzających oświadczenia, o których mowa w art. 7 ust. 8d Ustawy, OSDn wyznacza, zgodnie z art. 7 ust. 8da Ustawy, termin nie krótszy niż 21 dni od dnia doręczenia wezwania. Wezwanie wskazuje stwierdzone braki oraz zawiera pouczenie, że ich nieusunięcie w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania. Do wniosku dla mikroinstalacji stosuje się odrębne terminy ppkt 9).
8) W przypadku nieusunięcia braków w prawidłowo wyznaczonym terminie OSDn pozostawia wniosek bez rozpoznania i informuje o tym wnioskodawcę. Skutki braków wniosku dla mikroinstalacji ustala się zgodnie z ppkt 9) i Ustawą.
9) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez OSDn, OSDn 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 jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie.

   Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez OSDn pozostawia się bez rozpatrzenia.
10) OSDn na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, określając w szczególności datę jego złożenia,
11) 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,

OSDn zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE.

12) wydanie przez OSDn warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie, w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej,
13) zawarcie umowy o przyłączenie,
14) realizację przyłączenia, tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
15) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza; OSDn zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
16) pozyskanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w NC RfG,
17) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

Postanowienia pkt II.1.2. nie wyłączają odrębnych zasad zgłaszania przyłączenia mikroinstalacji oraz terminów i skutków usuwania braków takiego zgłoszenia, określonych w Ustawie. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji nie stosuje się terminów usuwania braków przewidzianych w niniejszym punkcie dla wniosku o określenie warunków przyłączenia, jeżeli Ustawa określa je odmiennie.

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

II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej. Wydanie warunków przyłączenia przez OSDn 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 OSDn, 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 posiłożenia oświadczeń wymaganych w art. 7 ust. 8d Ustawy oraz jeżeli OSDn zażądał ich weryfikacji, przedstawienia dokumentów potwierdzających te oświadczenia na zasadach art. 7 ust. 8da Ustawy

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia OSDn. Wniosek dostępny jest: w siedzibie OSDn oraz https://grupakety.com/operator-systemu-dystrybucyjnego/

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.

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

a) dokument potwierdzający tytuł prawny do korzystania z obiektu, nieruchomości lub lokalu, do którego ma być dostarczana energia elektryczna, chyba że zgodnie z art. 7 ust. 8d Ustawy wymagane jest oświadczenie o posiadaniu takiego tytułu prawnego. Dla wniosków o przyłączenie do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, z wyjątkiem mikroinstalacji, dokument zastępuje się oświadczeniem w zakresie przewidzianym w tym przepisie.

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

c) dla wniosków o przyłączenie do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, z wyjątkiem mikroinstalacji - oświadczenia wymagane w art. 7 ust. 8d Ustawy, obejmujące właściwe dla inwestycji informacje o dopuszczalności lokalizacji zgodnie z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego albo decyzją o warunkach zabudowy, a w przypadkach szczególnych - odpowiednimi decyzjami lokalizacyjnymi; oświadczenia składa się w zakresie i pod rygorami określonymi w Ustawie.

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

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

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

g) 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.

OSDn może żądać dokumentów potwierdzających powyższe oświadczenia w przypadkach określonych w art. 7 ust. 8da Ustawy, wyznaczając termin nie krótszy niż 21 dni. Żądanie wskazuje dokumenty i podstawę weryfikacji. Pozostałe załączniki techniczne wymagane w niniejszym punkcie pozostają wymagane, jeżeli są właściwe dla rodzaju instalacji.

II.1.8. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci, na system elektroenergetyczny określa OSDn. W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW, zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP. Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.9. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3., określają w szczególności:

1) miejsca przyłączenia,
2) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
3) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSDn i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane,

4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
5) moc przyłączeniową,
6) rodzaj przyłącza,
7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych 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:
    a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączeń,
    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 przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
18) schemat elektryczny z zaznaczeniem miejsca przyłączenia oraz miejsca rozgraniczenia własności sieci OSDn i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, którego urządzenia, instalacje lub sieci będą przyłączane – w przypadku podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III,
19) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do Ustawy albo ustalonych w umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,
20) przewidywany harmonogram przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne 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. OSDn wydaje warunki przyłączenia w terminach określonych w art. 7 ust. 8g Ustawy:

1) 21 dni - dla wnioskodawcy z V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
2) 30 dni - dla wnioskodawcy z IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
3) 60 dni - dla wnioskodawcy z III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło ani magazyn energii elektrycznej;
4) 120 dni - dla wnioskodawcy z III lub VI grupy przyłączeniowej, dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej;
5) 150 dni - dla wnioskodawcy z I lub II grupy przyłączeniowej, w zakresie właściwości OSDn jako operatora sieci, do której składany jest wniosek;
6) 90 dni - dla biogazowni rolniczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 2 MW, spełniającej warunki art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu;
7) 45 dni - dla instalowanej na budynku instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, wykorzystującej energię promieniowania słonecznego, wyposażonej albo niewyposażonej w magazyn energii elektrycznej, z wyłączeniem instalacji z IV, V i VI grupy przyłączeniowej przyłączanej do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV. Jeżeli wniosek obejmuje również inne instalacje, termin ten dotyczy wyłącznie opisanej instalacji OZE.

   W przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV termin wydania warunków przyłączenia liczy się od dnia wniesienia zaliczki, z uwzględnieniem zasad określonych w art. 7 ust. 8g i 8g[1] Ustawy oraz właściwych wyłączeń ustawowych. Do terminów nie wlicza się okresów wskazanych w Ustawie.

   Dla przypadków objętych art. 7 ust. 8g pkt 4-6 Ustawy OSDn potwierdza kompletność wniosku albo wskazuje brakujące dokumenty lub informacje w terminie określonym w art. 7 ust. 8ga Ustawy, wynoszącym 60 dni od otrzymania wniosku. Potwierdzenie kompletności nie zastępuje wydania warunków przyłączenia.

   Do terminów nie wlicza się okresów określonych w art. 7 ust. 8g[4] Ustawy. Przedłużenie terminu następuje wyłącznie w szczególnie uzasadnionym przypadku, na zasadach art. 7 ust. 8g[6] Ustawy, o nie więcej niż połowę właściwego terminu, po uprzednim zawiadomieniu wnioskodawcy z uzasadnieniem.

II.1.11. Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej są ważne przez rok od dnia ich doręczenia, zgodnie z art. 7 ust. 8i pkt 2 Ustawy, z zastrzeżeniem szczególnych okresów ważności określonych w tym przepisie oraz właściwych przepisów przejściowych. W okresie ważności warunki przyłączenia wraz z projektem umowy o przyłączenie stanowią warunkowe zobowiązanie OSDn do zawarcia umowy o przyłączenie. W przypadku warunków obejmujących przyłączenie instalacji odbiorczej do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV OSDn może, na etapie zawierania umowy o przyłączenie, ponownie zweryfikować istnienie technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia oraz w przypadku stwierdzenia ich braku, odmówić zawarcia tej umowy, zgodnie z art. 7 ust. 8i[4] Ustawy. Do warunków wydanych i wniosków złożonych przed zmianą Ustawy stosuje się właściwe przepisy przejściowe.

II.1.12. Wraz z określonymi przez OSDn warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSDn, na podstawie opracowanej ekspertyzy wpłynie na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, OSDn występuje do tego OSD/OSDp z wnioskiem o ustalenie czy zakres przebudowy sieci

elektroenergetycznych sąsiedniego OSD/OSDp, wynikający z ekspertyzy został ujęty w planie rozwoju tego OSD/OSDp lub czy OSD/OSDp planuje realizację tych inwestycji. OSDn oczekuje na odpowiedź sąsiedniego OSD/OSDp min. 14 dni kalendarzowych od daty wysłania wniosku.

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

II.1.15. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDn lub połączenia sieci dystrybucyjnych uzgadnia się z OSP w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej III, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW.

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie odpowiednie zapisy IRiESP.

OSD albo przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, w przypadkach, o których mowa powyżej, dokonują uzgodnień z OSP za pośrednictwem OSD, do którego sieci są połączeni.

Uzgodnienie obejmuje:

1) uzgodnienie zakresu oraz przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.

II.1.16. OSD oraz przedsiębiorstwa energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla wytwórcy należącego do grupy przyłączeniowej III, IV lub V, uzgadniają je z OSD (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 OSD lub to przedsiębiorstwo są połączeni.

Uzgodnienie przez OSDn 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 OSDn do OSP, projektu warunków przyłączenia z dokumentami:

1) kopią wniosku podmiotu do OSDn 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 zastosowania odpowiednie zapisy IRiESP.

II.1.18. W przypadku gdy OSDn 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, OSDn 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, OSDn 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 kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia:

1) w zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSDn wydaje warunki przyłączenia;
2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSDn 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 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 OSDn, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSDn. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji stosuje się zapisy pkt II.1.2. ppkt 3.

II.1.21. Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy

OSDn publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn. Zgłoszenie to zawiera w szczególności

1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby do kontaktu oraz adres korespondencyjny,
2) dane dotyczące lokalizacji obiektu, w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),
3) rodzaj mikroinstalacji,
4) moc zainstalowaną elektryczną,
5) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
6) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,
7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
8) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy.

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

II.1.22. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSDn realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.23. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn 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 OSDn 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) 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,

10) planowany termin przyłączenia,
11) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.
12) warunki udostępnienia OSDn nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
13) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
14) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
15) moc przyłączeniową,
16) w uzasadnionych przypadkach ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSDn,
17) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
18) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Do umów o przyłączenie, elastycznych umów o przyłączenie do sieci oraz konfigurowalnych umów o przyłączenie do sieci, dotyczących instalacji lub sieci przyłączanych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, stosuje się art. 7 ust. 2a-2k Ustawy. Umowa wskazuje właściwy dla danej inwestycji obowiązek zawiadomienia o uzyskaniu ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę, jeżeli jest wymagana, zakres tego obowiązku oraz ustawowy termin jego wykonania: 24, 36 albo 60 miesięcy, odpowiednio do art. 7 ust. 2a Ustawy. Złożenie oświadczeń i dokumentów potwierdzających spełnienie wymagań albo wystąpienie okoliczności niezależnych od podmiotu przyłączanego, wydłużenie okresu na ich spełnienie, zawiadomienia OSDn oraz wygaśnięcie umowy następują na zasadach i w terminach określonych w art. 7 ust. 2b-2k Ustawy. Do umów zawartych przed wejściem w życie nowych przepisów stosuje się właściwe przepisy przejściowe.

II.1.24. OSDn w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo – rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.

II.1.25. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.20, reguluje Ustawa oraz akty wykonawcze do Ustawy.

II.1.26. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną OSDn są regulowane postanowieniami umów.

II.1.27. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają wymagania w pkt. II.3. oraz załączniki do niniejszej IRiESD, oraz w szczególności Załącznik nr 1.

II.1.28. Podmioty zaliczone do 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.2.10. podlegającą uzgodnieniu z OSDn przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

II.1.29. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn 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.1.30. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej OSDn, wskazane przez OSDn podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują OSDn dane określone w rozdziale II.4.

II.1.31. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej poniżej 50MW, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSDn, dokonują zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSDn.

II.1.32. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:

1) Prosumentem,
2) Przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców – zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców" (Dz. U. z 2019 r., poz. 1292 z późn. zmianami) niebędącego Prosumentem.

informuje OSDn o terminie przyłączenia mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji o którym mowa w pkt II.1.18., nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci OSDn.

II.1.33. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.32. lub Reprezentant prosumentów, o których mowa w pkt II.1.43.i II.1.44., informuje OSDn o:

1) 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;
2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.

II.1.34. Zapisów ppkt. II.1.32. i II.1.33. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.

II.1.35. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji prosumentów, 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 planowanym przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSDn, pisemnie informuje OSDn o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

II.1.36. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.35. jest obowiązany informować OSDn o:

1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszania lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;
3) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.

II.1.37. OSP prowadzi Centralny rejestr 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.1.38. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej poniżej 50 MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSDn.

II.1.39. 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 OSDn.

II.1.40. W przypadku wytwórców posiadających JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, obowiązkiem wytwórcy jest informowanie OSDn o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie OSDn odbywa się poprzez przesłanie do OSDn kopii zgłoszenia.

II.1.41. 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.1.42. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.41., 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.1.43. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje OSDn, 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 OSDn, zgodnie z zasadami określonymi w pkt IIII.1.20.otyczącymi zgłoszenia przyłączenia mi kroin stalacji. 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.1.44. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z OSDn 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 1II.1.43.

II.1.45. Zapisy pkt II.1.43. oraz II.1.44. 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.1.46. Reprezentant prosumentów przekazuje OSDn, 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 instalacji odnawialnego źródła energii.

II.1.47. Reprezentant prosumentów przekazuje OSDn zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt III.1.46. w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. OSDn uwzględnia zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

II.1.48. Dla przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV stosuje się następujące zasady finansowe:
1) Zaliczka wynosi 60 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej wskazanej we wniosku, nie więcej niż przewidywana opłata za przyłączenie i nie więcej niż 6 000 000 zł. Nadwyżkę zwraca się wraz z odsetkami ustawowymi na zasadach Ustawy.
2) Opłata za wniosek wynosi 1 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej, nie więcej niż 100 000 zł. Opłatę wnosi się odrębnie dla każdego miejsca przyłączenia; do wniosku dołącza się dowód jej wniesienia. Opłata nie podlega zwrotowi.
3) Zabezpieczenie wynosi 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej do 100 MW oraz 60 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej ponad 100 MW, łącznie nie więcej niż 12 000 000 zł. Zabezpieczenie składa się nie później niż 14 dni po dniu zawarcia umowy o przyłączenie. Niezłożenie zabezpieczenia w terminie powoduje wygaśnięcie umowy z mocy prawa, w przypadkach określonych w Ustawie.
4) Zabezpieczenie może zostać złożone w formie kaucji wniesionej na oprocentowany rachunek bankowy, gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej albo poręczenia spółki spełniającej wymagania art. 7 ust. $8c^2$ pkt 3 Ustawy, wraz z oświadczeniem o poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego. Gwarancja albo poręczenie musi spełniać wymagania art. 7 ust. $8c^3$-$8c^5$ Ustawy, w szczególności dotyczące zobowiązania do zapłaty, bezwarunkowości, nieodwołalności, okresu jego obowiązywania oraz wymagań wobec podmiotu udzielającego zabezpieczenia, w tym aktualnego ratingu kredytowego, jeżeli jest wymagany. Przy zwrocie kaucji stosuje się zasady wypłaty odsetek określone w art. 7 ust. $8c^7$ Ustawy.
5) OSDn zwraca zabezpieczenie w terminie 30 dni od dnia wystąpienia zdarzenia wskazanego w art. 7 ust. $8c^6$ Ustawy. W przypadku rozwiązania albo odstąpienia od umowy o przyłączenie na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie stosuje się zasady zatrzymania albo realizacji zabezpieczenia określone w art. 7 ust. $8c^6$ pkt 5 Ustawy: 10% dla wniosku złożonego do 6 miesięcy od zawarcia umowy, 25% dla wniosku złożonego powyżej 6 miesięcy do 12 miesięcy, 50% dla wniosku złożonego powyżej 12 miesięcy do 24 miesięcy oraz 75% dla wniosku złożonego powyżej 24 miesięcy do 36 miesięcy. W przypadkach określonych w art. 7 ust. $8c^8$ Ustawy zabezpieczenie nie podlega zwrotowi. Kaucja może zostać zaliczona na poczet opłaty za przyłączenie na zasadach art. 7 ust. $8c^{11}$ Ustawy.
6) Przy zwiększeniu mocy przyłączeniowej podstawą naliczenia jest jej przyrost w zakresie wskazanym w Ustawie. Nie pobiera się należności w przypadkach wyłączeń ustawowych. Dla instalacji dołączanych na podstawie art. 7 ust. 1f i infrastruktury kolejowej stosuje się odpowiednie wyłączenia i przepisy przejściowe.
7) OSDn publikuje rachunki bankowe, wymagany opis płatności, wzory dokumentów zabezpieczenia oraz sposób potwierdzenia ich przyjęcia. Przed zatrzymaniem

zabezpieczenia przekazuje podmiotowi uzasadnienie i wyliczenie zatrzymanej kwoty.

II.1.49. Jeżeli przyłączenie wymaga rozbudowy sieci na zasadach art. 7^1 Ustawy, OSDn może zaproponować zawarcie elastycznej umowy o przyłączenie. Umowa określa gwarantowaną i niegwarantowaną moc przyłączeniową, zakres, sposób i przesłanki ograniczeń poboru lub wprowadzania energii, sposób wydawania i potwierdzania poleceń oraz termin rozbudowy. Okres stosowania ograniczeń nie przekracza okresu dopuszczonego w Ustawie, wynoszącego co do zasady trzy lata od ukończenia całej instalacji, a jeżeli wymagane jest pozwolenie na użytkowanie - od uzyskania ostatecznej decyzji. OSDn informuje podmiot o wykonaniu rozbudowy w terminie 30 dni. Rozliczenie opłaty za przyłączenie i ewentualnych rekompensat następuje zgodnie z Ustawą i zakresem gwarancji określonym w umowie.

II.1.50. W przypadkach określonych w art. 7^2 Ustawy OSDn może zaproponować zawarcie konfigurowalnej umowy o przyłączenie. Umowa określa moc gwarantowaną i niegwarantowaną, ograniczenia stałe lub zmienne, ich okresy albo warunki wystąpienia, metody sterowania oraz zasady rozliczenia opłaty za przyłączenie. Podmiot otrzymuje przed zawarciem umowy informację, że OSDn nie jest zobowiązana do usunięcia ograniczeń na zasadach właściwych dla takiej umowy. Ograniczenia nie mogą być rozszerzane poza uzgodniony i zgodny z prawem zakres.

II.1.51. Podmiot uprawniony może wystąpić o utworzenie dodatkowego PPE w istniejącym miejscu przyłączenia na zasadach art. 5 ust. 1ba-1bg Ustawy. Wniosek zawiera dane identyfikacyjne podmiotu, określenie istniejącego miejsca przyłączenia, liczbę i lokalizację dodatkowych PPE oraz dane instalacji i mocy w zakresie wymaganym Ustawą. OSDn weryfikuje warunki techniczne, odrębność instalacji, zachowanie tytułu prawnego i łącznej mocy przyłączeniowej. Jeśli nie dochodzi do zwiększenia mocy przyłączeniowej, nie wymaga się uzyskania nowych warunków przyłączenia wyłącznie z powodu utworzenia dodatkowego PPE. OSDn tworzy PPE i realizuje wymagane czynności pomiarowe w terminie 30 dni od otrzymania potwierdzenia gotowości technicznej, na zasadach Ustawy. Koszty ponosi wnioskodawca w zakresie przewidzianym Ustawą. Dla każdego PPE zapewnia się odrębną identyfikację i możliwość zawarcia właściwych umów; aktualizację danych do CSIRE realizuje się zgodnie z IRiESP-OIRE.

II.1.52. OSDn publikuje i aktualizuje na swojej stronie internetowej informacje wymagane w art. 7 ust. 8l-8m Ustawy, w tym informacje o złożonych wnioskach, wydanych warunkach przyłączenia, odmowach i dostępnych mocach przyłączeniowych, w ustawowym zakresie i terminach. Udostępniane informacje nie obejmują danych chronionych prawem. Aktualizacja następuje co najmniej z częstotliwością wymaganą Ustawą. Wdrożenie publikacji nie jest uzależnione od obowiązku utworzenia portalu właściwego wyłącznie dla operatorów obsługujących ustawową liczbę odbiorców.

II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

II.2.1. Zasady odłączania.

II.2.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSDn, określone w niniejszym rozdziale obowiązują sprzedawców oraz podmioty odłączane.

II.2.1.2. OSDn może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej OSDn 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.2.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSDn składany przez podmiot zawiera w szczególności:
b) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
c) przyczynę odłączenia,
d) proponowany termin odłączenia.

II.2.1.4. OSDn ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSDn o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSDn informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w pkt. II.2.1.9.

II.2.1.5. OSDn dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSDn uzgadnia z OSDn tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

II.2.1.6. OSDn uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego i sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.

II.2.1.7. W uzasadnionych przypadkach OSDn zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSDn określające w szczególności:
a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
b) termin odłączenia,
c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSDn 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.2.1.8. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

II.2.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.1. OSDn może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDn, 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.2.2.2. OSDn na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje z zastrzeżeniem pkt. II.2.2.7. - II.2.2.9. 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.2.2.3. 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.2.2.19. 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.2.2.4. OSDn wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.2.2.5. OSDn jest obowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.2.2.1, II.2.2.2. i II.2.2.4, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

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

OSDn wznawia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu.
OSDn wstrzymuje i wznawia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i systemu pomiarowego zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w systemie pomiarowym.

II.2.2.6. Przepisów pkt. II.2.2.1.c) i pkt. II.2.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.
Ponadto realizacja przez OSDn postanowień o których mowa w pkt. II.2.2.1.a) lub II.2.2.2 może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSDn odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSDn 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) - OSDn 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, OSDn zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

II.2.2.7. W przypadku, gdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w pkt. II.2.2.3., reklamację dotyczącą dostarczania energii, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. II.2.2.3., dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.

II.2.2.8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.3., jest obowiązane rozpatrzyć reklamację, o której mowa w pkt. II.2.2.7. w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.

II.2.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.3. 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", 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.2.2.10. 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 OSDn na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej od odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt. II.2.2.1.a) lub II.2.2.2., i taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć do OSDn niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11.00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a OSDn 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 OSDn dostarczania energii elektrycznej, nie może być dłuższy niż 3 dni.

II.2.2.11. W przypadku gdy reklamacja, o której mowa w pkt. II.2.3.10. nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt. II.2.2.10. wystąpił do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt. II.2.3.10. jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

II.2.2.12. Przepisów pkt. II.2.2.10. oraz II.2.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w II.2.2.4. albo rozwiązaniu sporu przez Koordynatora na niekorzyść odbiorcy.

II.2.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt. II.2.2.7. 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.2.2.1. może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

II.2.2.14. W przypadku, o którym mowa w pkt. II.2.2.2., OSDn bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do OSDn wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSDn 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.2.2.15. 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 w pkt. II.2.2.7. może ulec wydłużeniu.

II.2.2.16. OSDn powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.17. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wniosek sprzedawcy w terminach, o których mowa w pkt. II.2.2., w tym z przyczyn niezależnych od OSDn, OSDn 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.2.2.18. Wymiana informacji o których mowa w pkt. II.2.2., między OSDn i sprzedawcą odbywa się w sposób określony w pkt. A.9.

II.2.2.19. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do OSDn o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo- rozliczeniowego OSDn jest obowiązany zainstalować taki układ, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSDn.

II.2.2.20. OSDn, 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.2.2.1.b) oraz w pkt II.2.2.4.

II.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

II.3.1. Wymagania ogólne

II.3.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,

3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów, w tym niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

II.3.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.3.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

II.3.1.3. 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.3.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn 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.3.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn 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.3.1.6. 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 OSDn opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli OSDn zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSDn opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

II.3.1.7. Zapisy pkt. II.3.1.5. oraz II.3.1.6. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

II.3.1.8. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych, linii bezpośrednich lub połączeń z siecią sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączeń międzysystemowych określają przepisy rozporządzenia 943, przepisy wydane na podstawie art. 59, art. 60 i art. 61 rozporządzenia 943, w tym TCM dotyczące wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych, linii bezpośrednich lub połączeń z siecią sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączeń międzysystemowych, ustanowione na podstawie rozporządzeń Komisji

Europejskiej wydanych na podstawie art. 59, art. 60 i art. 61 rozporządzenia 943 oraz załącznik nr 1 do rozporządzenia systemowego.

II.3.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

II.3.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciowych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.2.2. OSDn określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.

II.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.3.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek innych niż o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a OSDn z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

II.3.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pktl.II.3.3.1. 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.3.4. Wymagania techniczne dla linii bezpośrednich

II.3.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.

II.3.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.

II.3.4.3. OSDn może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.3.4.2.

II.3.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt. II.3.2. oraz II.3.3.

II.3.4.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.3.7.

II.3.4.6. W uzasadnionych przypadkach OSDn może określić w warunkach przyłączenia dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich.

II.3.4.7. OSDn 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.

II.3.4.8. Czasowe wyłączenie lub załączenie linii odbywa się na zasadach określonych w instrukcji współpracy lub umowy o świadczenie usług dystrybucji.

II.3.4.9. 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 OSDn.

II.3.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących.

II.3.5.1. Wymagania ogólne.

II.3.5.1.1. 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 OSDn opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli OSDn zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający opinię ma obowiązek przedłożyć OSDn opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką

II.3.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSDn. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów uzgadniane i zatwierdzane przez OSDn. Dotyczy to w szczególności doboru i nastaw funkcji zabezpieczeniowych, realizacji impulsów wyłączających oraz sposobu zasilania napięciem pomocniczym. 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.3.5.1.3. Szczegółowe wymagania dla układów i urządzeń EAZ, w szczególności wymagane czasy ich działania, określają standardy techniczne OSDn, publikowane na stronie internetowej OSDn.

II.3.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

II.3.5.1.5. OSDn określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.5.1.6. OSDn dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych, w tym OSDn. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

II.3.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.3.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiorczości i selektywności wyłączeń

oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiorczości 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.3.5.1.9. 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.3.5.1.10. 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.3.5.1.11. 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.3.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.

II.3.5.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.

II.3.5.1.14. Układy i urządzenia EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

II.3.5.1.15. 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.3.5.1.16. 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.3.5.1.17. 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.3.5.1.18. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.

II.3.5.2. Wymagania dla transformatorów

II.3.5.2.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 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 w szczególności: dwustopniowe temperaturowe gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów,
5) Układ automatycznej regulacji napięcia.

Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:

a) utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zaczepów,
b) kontrola prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis punktu II.3.5.1.10.
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.

II.3.5.2.2. 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),
2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
3) zabezpieczenia przeciążeniowe,
4) zabezpieczenia technologiczne transformatorów.

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

II.3.5.3. Wymagania dla sieci SN

II.3.5.3.1. Wymagania ogólne

II.3.5.3.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie.

II.3.5.3.1.2. 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.3.5.3.1.3. 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.3.5.3.1.4. 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.3.5.3.1.5. 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) 5 - 15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
3) 10 - 20 % w sieciach skompensowanych.

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

II.3.5.3.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.3.5.3.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.3.5.3.2. Wymagania dla linii SN

II.3.5.3.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone moduły wytwarzania energii powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:
1) zabezpieczenia od skutków zwarć fazowych, (nadprądowe zwłoczne i zwarciowe),
2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych,
3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno – kablowych SN,
4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

5) wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe umożliwiające realizację blokady tego zabezpieczenia zależnej od kierunku przepływu mocy w polu,
6) SPZ/SCO - jeśli OSDn tego wymaga.

II.3.5.3.2.2. Pola linii SN, do których są przyłączone są jednocześnie moduły wytwarzania energii i odbiorcy, powinny być wyposażone co najmniej w następujące zabezpieczenia i automatyki:
1) zabezpieczenia od skutków zwarć fazowych (zalecane: zwarciowe i nadprądowe zwłoczne o charakterystykach niezależnych z możliwością wprowadzenia blokady kierunkowej),
2) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
3) automatykę wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, w przypadku pól linii napowietrznych i napowietrzno – kablowych SN,
4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb OSDn, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:
5) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe wyposażonego w kryterium df/dt,
6) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
7) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

II.3.5.3.2.3. Pola linii SN współpracujące wyłącznie z jednostkami 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) zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych,
3) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,

Dodatkowo w zależności od potrzeb OSDn, może wymagać zastosowania innych kryteriów zabezpieczeniowych lub funkcji, w tym:
4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowego wyposażonego w kryterium df/dt,
5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowego zasilanego z przekładników umieszczonych za wyłącznikiem,
6) blokady załączenia wyłącznika w polu w przypadku obecności napięcia w linii lub kontrolę synchronizmu.

II.3.5.3.3. <u>Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających</u>

II.3.5.3.3.1. 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.3.5.3.3.2. 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.3.5.3.3.3. 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 lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.3.5.3.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego transformatora potrzeb własnych 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.3.5.3.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.3.5.3.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w co najmniej w następujące zabezpieczenia:

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

II.3.5.3.5. Wymagania dla łączników szyn

II.3.5.3.5.1. 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 powinno być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),
3) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego.

II.3.5.3.6. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.3.5.3.6.1. 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 OSDn,

3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna wyłączyć 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 powinna 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,

II.3.5.3.6.2. 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.3.5.3.6.3. W odniesieniu do lokalnych modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci SN:
1) stacje SN, do których są przyłączone lokalne moduły wytwarzania energii, wyposaża się w układy i urządzenia EAZ mające chronić bezpieczeństwo sieci i odbiorców przyłączonych do sieci, w szczególności reagujące na:
   a) zwarcia wielofazowe i doziemne,
   b) wzrost i obniżenie napięcia,
   c) wzrost i obniżenie częstotliwości,
   d) utratę połączenia z siecią operatora systemu dystrybucyjnego;
2) właściciel modułu wytwarzania wykonuje układ EAZ w taki sposób, aby wyłącznik sprzęgający był łącznikiem przeznaczonym do wyłączania jedynie modułu wytwarzania, a wyłączenie go nie skutkowało pozbawieniem zasilania potrzeb własnych modułu wytwarzania ani jakichkolwiek innych obwodów niezwiązanych z tym modułem;
3) OSDn określa warunki ewentualnego zasilania lub ponownego zasilenia od strony lokalnego modułu wytwarzania energii, sieci wyłączonej od strony głównego punktu zasilającego oraz ponownej synchronizacji, a także niezbędne do tego środki techniczne;
4) OSDn określa warunki dotyczące zakresu telemechaniki stacji z przyłączonymi lokalnymi modułami wytwarzania energii;
5) OSDn określa wymagania dotyczące układów i urządzeń EAZ w stosunku do modułów wytwarzania energii przyłączanych do sieci OSDn.

II.3.5.4. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.3.5.4.1. 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.3.5.4.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.3.5.4.3. 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) zabezpieczenia od pracy wyspowej.

II.3.5.4.4. OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotne.

II.3.5.4.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSDn lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą t=f(U) podaną w Załączniku nr 1.

II.3.5.4.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.

II.3.5.4.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.3.5.4.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.3.5.4.6.3. 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.3.5.4.6.4. Jednostki wytwórcze 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.3.5.4.6.5. 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.3.5.4.6.6. 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.3.5.4.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.3.5.4.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.3.5.4.1. do II.3.5.4.3. oraz od II.3.5.4.6.1. do II.3.5.4.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.3.5.5. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.3.5.5.1. OSDn 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.3.5.5.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn zobowiązane są do eksploatowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego OSDn, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSDn 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.3.5.5.3. OSDn 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.3.5.5.4. 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.3.5.5.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSDn podlegają im również urządzenia EAZ.

II.3.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

II.3.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują OSDn oraz podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn, z zastrzeżeniem zapisów pkt. II.3.1.5. i II.3.1.6.

II.3.6.2. 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 w centrach nadzoru. 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.3.6.3. Należące do podmiotów zewnętrznych rozdzielnie SN, do których przyłączone są moduły wytwarzania energii powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej OSDn co najmniej następujące informacje:

a) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
b) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń.

II.3.6.4. Ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:
- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:
- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
- 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 włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:
- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.3.6.5. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.3.6.6. 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.3.6.7. 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.3.6.8. Do przekazywania danych pomiędzy systemami SCADA OSP i OSD służą łączą TCP/IP i protokół komunikacyjny ICCP (TASE.2).

II.3.7. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych.

II.3.7.1. Wymagania ogólne

II.3.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRiESD obowiązują dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych i modernizowanych.

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

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

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

II.3.7.1.2. 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 wzorcowania 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 OSDn. 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.
Urządzenia podlegające wzorcowaniu powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie wzorcowania przez uprawnione laboratorium.

II.3.7.1.3. Półpośrednie układy pomiarowe i pośrednie układy pomiarowe muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
Zgodnie z § 21 ust. 1 Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska (RMKiŚ) z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz. U. z 2022 r. poz. 788) układy pomiarowo-rozliczeniowe:
1) zainstalowane lub zmodernizowane w okresie od dnia 4 lipca 2019 r. do dnia wejścia w życie RMKiŚ oraz
2) instalowane po dniu wejścia w życie RMKiŚ, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem

- dostosowuje się do wymagań określonych w RMKiŚ w terminie do dnia 4 lipca 2031 r.

II.3.7.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być zainstalowane:
1) wykorzystywane do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:
   a) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,
   b) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej oraz na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,
   c) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony -

w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,

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

e) 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,

f) w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją, lub hybrydowej 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 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 potwierdzanie przez OSDn 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 w stacjach elektroenergetycznych OSDn transformujących napięcie SN/nN,

c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne OSDn, związane z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej,

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

Za zgodą OSDn, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B2 i B1, o ile moc znamionowa transformatora jest nie większa niż 400 kVA.

Zgoda OSDn uwarunkowana jest akceptacją przez podmiot przyłączany lub odbiorcę, doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

II.3.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.

II.3.7.1.6. OSDn wraz z OSDp/OSP 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.3.7.1.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.3.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych w sieci OSDn dzieli się na:

a) 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,
b) 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,
c) kategoria BI - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urząd zeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW,
d) kategoria C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urz ądzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,
e) kategoria Cl - 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.

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

II.3.7.1.10. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do systemu pomiarowego. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa OSDn.

II.3.7.1.11. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych - układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego.

II.3.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa OSDn, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

W przypadku podmiotów zaliczonych do 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.3.7.1.13. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w pkt II.3.7.2. i zainstalowane w każdej z faz. Prąd znamionowy przekładników prądowych winien być dostosowany do mocy umownej, tak aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

a) 20 - 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,5, albo
b) 5 - 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2 lub 0,5S, albo
c) 1 - 120 % ich prądu znamionowego dla klasy 0,2S.

W uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSDn, 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 między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników.

II.3.7.1.14. Do pomiarowego 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.3.7.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych 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.3.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.3.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowo-rozliczeniowego do kategorii określonej w pkt. II.3.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSDn. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.3.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSDn może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.

II.3.7.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane do OSDn przez odbiorcę, wytwórcę, posiadacza magazynu energii elektrycznej lub sprzedawcę.

II.3.7.1.20. OSDn na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. OSDn może dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, również z własnej inicjatywy.

II.3.7.1.21. Odbiorca lub OSDn 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 lub jego elementu, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSDn.

II.3.7.1.22. OSDn przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego jest podmiot inny niż OSDn, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSDn zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.3.7.1.23. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego oraz demontażu i montażu tego układu, w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.3.7.1.24. OSDn przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.3.7.1.25. Jeżeli OSDn nie jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, OSDn zwraca zdemontowany element układu pomiarowo-rozliczeniowy właścicielowi w terminie do 60-go dnia kalendarzowego od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile odbiorca lub OSDn nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.3.7.1.26.

II.3.7.1.26. W terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub OSDn może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSDn umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.3.7.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.3.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.3.7.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, właściciel układu pomiarowo-rozliczeniowego zapewni zastępczy element układu pomiarowo-rozliczeniowy, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w IRiESD.

II.3.7.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, OSDn zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.3.7.1.23. i II.3.7.1.27., 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.3.7.1.30 W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, strona wnioskująca o sprawdzenie tego układu pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.3.7.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSDn wydaje odbiorcy, nie później niż w terminie 14 dni od dnia zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.3.7.1.32. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego OSDn ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowo- rozliczeniowym własny licznik energii elektrycznej, w tym LZO.

II.3.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.

II.3.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2 i 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.3.7.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.3.7.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C1 spełniają następujące wymagania:
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.3.7.3.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C2 spełniają następujące wymagania:
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.3.7.3.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych wymienione w pkt II.3.7.3.1. i II.3.7.3.2. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postepowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.

II.3.7.4. Wymagania związane z systemami teletransmisji

II.3.7.4.1. OSDn odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.3.7.4.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z sąsiednimi OSD, OSP w przypadkach określonych przez OSDn również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

II.3.7.4.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.3.7.4.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP.

II.3.7.5. Wymagania dla urządzeń stosowanych do kontroli synchronizmu

II.3.7.5.1. Wymaga się stosowania urządzeń do kontroli synchronizmu w warunkach łączeń w sieci zamkniętej oraz łączenia obszarów asynchronicznych. OSDn określa miejsca lokalizacji i wymagania dla urządzeń kontroli synchronizmu w sieci zamkniętej.

II.4. DANE PRZEKAZYWANE DO OSDn PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.4.1. Zakres danych

II.4.1.1. Dane przekazywane do OSDn przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie ujęte w punkcie II.4.1.2. obejmują:

a) dane opisujące stan istniejący,
b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSDn,
c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.4.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci OSDn, mają obowiązek zgodnie z TCM przekazywania danych strukturalnych do OSP lub OSDn

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 OSDn, zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSDn.

II.4.1.3. Dane strukturalne, pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem OSDn są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do OSDn, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do OSDn dokonuje przeglądu

przekazywanych informacji przekazuje zaktualizowane informacje do OSDn, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.4.1.4. Informacje dotyczące procedur wymiany danych strukturalnych, planistycznych i czasu rzeczywistego oraz podmiotów w nich uczestniczących są ujęte w pkt 12 IRiESP.

II.4.2. Dane opisujące stan istniejący

II.4.2.1. Wytwórcy przekazują do OSDn 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.4.2.2. Odbiorcy wskazani przez OSDn odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDn 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, dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.4.2.3. 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.4.2.4. 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.4.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:
a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
b) dane znamionowe,
c) model zwarciowy.

II.4.2.6. 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 SO2, NOX, pyły i CO2,
h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
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.4.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDn.

II.4.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSDn

II.4.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:
a) informacje o jednostkach wytwórczych,
b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
c) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSDn i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.4.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.4.3.1, 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.4.3.3. Wskazani przez OSDn odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDn następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt. II.4.3.1:
a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
c) miesięczne bilanse mocy i energii.

II.4.3.4. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSDn.

II.4.4. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

II.4.4.1. Podmioty przyłączone do sieci OSDn mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub OSDn.
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 OSDn, zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSDn.

II.5. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ I WSPÓŁPRACY.

II.5.1. Postanowienia ogólne

II.5.1.1. OSDn opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

II.5.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.

II.5.1.3. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

II.5.1.4. OSDn 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.5.2 Zakres pozyskiwania i aktualizacji danych i informacji.

II.5.2.1. OSDn przekazuje do OSDp, dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej (o ile takie dane operatorowi OSDp będą niezbędne), obejmujące:

a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 15 kV,

b) godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania OSDn,

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

d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania OSDn i straty,

e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania OSDn,

f) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,

g) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 15 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.5.2.2. OSDn przekazuje do OSDp dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego (o ile takie dane operatorowi OSDp będą niezbędne), opisujące warunki pracy instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 15 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 15 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 15 kV, zgodnie z IRiESP,

i) dane o liniach elektroenergetycznych o napięciu 15 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.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.

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 OSDn 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 przy zachowaniu należytej staranności 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 OSDn, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

III.1.5. OSDn prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, 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 OSDn 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, telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

OSDn 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.

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 warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.4. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory blokowe oraz inne urządzenia określone przez OSDn przyłączane lub przyłączone do sieci 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. Specjalne procedury, o których mowa w pkt.III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSDn i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSDn, jeżeli właścicielem nie jest OSDn) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

OSDn, 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.

III.3. PRZEKAZYWANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU, PRZEBUDOWY LUB WYCOFANIE Z EKSPLOATACJI

III.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu, przebudowy lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu, przebudowy lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym OSDp.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych OSDn są prowadzone w uzgodnieniu z OSDn.

III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z OSDn reguluje umowa.

III.4.3. OSDn dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

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.

III.5.2. 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 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,
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 projektową i powykonawczą,
b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
c) dokumentację techniczno – ruchową urządzeń,
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 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. OSDn w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

III.6.2. W przypadku powierzenia OSDn 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 wzajemne informacje eksploatacyjne.

Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od OSDn informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSDn w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością 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.

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 OSDn stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń

III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej rozstrzyga OSDn.

III.7.6. OSDn sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej OSDn.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

III.8.1. OSDn oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.8.2. OSDn 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 obowiązującymi przepisami prawa.

III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.9.2. OSDn zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

III.10.1. OSDn opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSDn obejmujące w szczególności:

a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,

b) remonty.

III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSDn zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSDn lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn uzgadniają z OSDn 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 OSDn są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjne OSDn ustalonego w pkt.VI.6.

III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn przekazują do OSDn zgłoszenia wyłączeń

elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

III.11.1. OSDn 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, JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń OSP. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSDn.

IV.1.4. OSDn wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

IV.1.5. OSDn 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, OSDn udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IV.1.8. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, operator systemu dystrybucyjnego ma prawo powołać komisję poawaryjną. W pracach komisji biorą udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

IV.2.1. OSDn prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSDn.

IV.2.2. OSDn 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 prowadzone 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, OSP podejmuje we współpracy z OSDn za pośrednictwem OSDp i z innymi użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

OSDn na polecenie OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

a) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania OSDn 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 Ustawy, 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 i OSD we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w IRiESP, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dochowaniu należytej staranności.

IV.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt IV.3.2.1., sporządza minister właściwy do spraw energii z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.

IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSDn 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 OSD, zasadę, o której mowa w pkt IV.3.2.4. stosuje się odrębnie dla każdego OSD, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi OSD, 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. OSD, 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 OSDn, w terminie określonym w pkt IV.3.2.18.

IV.3.2.9. Opracowany przez OSDn 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. 617 ustawy z dnia 11 marca 2022 r. o obronie Ojczyzny (Dz. U. z 2022 r. poz. 665 z późn. zm.);
c) wykorzystywanego bezpośrednio do:
    i. nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,
    ii. zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego. i publicznego transportu zbiorowego,
    iii. wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,
    iv. realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,
    v. wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,
    vi. 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 (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 122) 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 OSDn oraz umieszcza na swojej stronie internetowej. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek, o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do OSDn, 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 OSDn, 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. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli informację, o której mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje ją niezwłocznie do OSDn, 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 informacji.

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.3.2.25., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do OSDn o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22 lit.bi c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IV.3.2.22 lit. d.

IV.3.2.15. Podstawą opracowania przez OSDn corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez OSDn.

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. OSD, którego sieć dystrybucyjna przyłączona jest do sieci dystrybucyjnej OSDn (z wyłączeniem OSDp), przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój

plan wprowadzania ograniczeń do OSDn, w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń OSDn.

IV.3.2.19. OSDn za pośrednictwem OSDp przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP.

IV.3.2.20. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń OSDn.

IV.3.2.21. 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.3.2.22. 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.3.2.25 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.3.2.25 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.3.2.23. 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.3.2.24. 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 OSDn w sposób określony w pkt IV.3.2.27.

IV.3.2.25. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa OSDn na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia I stycznia roku n - 1 do dnia 31 grudnia roku n - 1, gdzie „n" jest rokiem uzgodnienia, o którym mowa w pkt IV.3.2.21., przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:

a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
   i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
   ii. odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;
b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:

i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,

ii. odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSDn wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, OSDn wyznacza je zgodnie z zapisami pkt C. IRiESD.

IV.3.2.26. 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.3.2.27. OSDn 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, OSDn 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 OSDn przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, OSDn 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 OSDn. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio OSDn, 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 OSDn o zmianie adresu poczty elektronicznej.

IV.3.2.28. Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w pkt IV.3.2.25.:

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.3.2.29. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.28., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.25. 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.3.2.30. 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. 3.2.22., 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 OSDn. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

IV.3.2.31. 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.3.2.32. 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 oraz ruchowe OSDn.

IV.3.2.33. OSDn 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 OSDn przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, OSDn 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 OSDn, z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania OSDn o zmianie tych danych.

IV.3.2.34. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSDn zamieszcza również na swojej stronie internetowej. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

IV.3.2.35. Odbiorcy posiadający obiekty, dla których opracowano plan wprowadzania

ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stosują się do przekazanych przez służby dyspozytorskie oraz ruchowe OSDn 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.3.2.30. oraz IV.3.2.32. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w § 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 uniemożliwiającego 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) - 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 może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP. W takim przypadku OSD jest zobowiązany niezwłocznie poinformować o tym służby dyspozytorskie OSP - ODM.

IV.3.4.1.3. 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 OSDp,
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.

IV.3.4.1.6. OSP w porozumieniu z OSDp i odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci przesyłowej 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),
1) OSDp - z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn zlokalizowanych w obszarach dystrybucyjnych OSDp i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSDp,
2) 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,
3) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez odbiorcę końcowego przyłączonego do sieci przesyłowej.

IV.3.4.1.9. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym sieciowym są realizowane wyłącznie na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, OSD, 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 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 OSDp, 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) OSDp - z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn zlokalizowanych w tych obszarach i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada OSDp,
3) odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej.

IV.3.4.2.6. OSP wydaje OSDp polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami modułów wytwarzania energii ujętych w TCM - wykaz SGU, 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 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 OSDn,
2) OSDn informuje OSDp - w przypadku, gdy OSDn jest bezpośrednio połączony z siecią OSDp,
3) OSD informuje OSDn przyłączonego do sieci OSDp - w przypadku, gdy ten OSD nie jest bezpośrednio połączony z siecią OSDp.

OSDn 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 OSDn 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, OSDn do którego sieci jest przyłączony.

IV.3.5.4. OSD inny niż OSDp połączony z siecią SN i nN OSDn, może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez OSDn, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSDn oraz OSD innym niż OSDp.

IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 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 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) OSDp.

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. OSDp 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 OSDp;
b. OSDn przyłączonego do sieci OSDp.

IV.3.5.10. OSD inny niż OSDp i Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2, przyłączony do sieci OSDn, przekazuje OSDn informacje o zainstalowanym układzie SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez ten układ.

IV.3.5.11. OSDn 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 OSDn, 45% zapotrzebowania netto OSDn, w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci.

Przez zapotrzebowanie netto OSDn rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSDn (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 OSDn za pośrednictwem OSDp, do którego sieci przyłączony jest taki odbiorca, 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 OSDn za pośrednictwem OSDp, do którego sieci przyłączony jest taki odbiorca, 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, OSD inni niż OSDp 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 OSDp, 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., OSDn w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER.

OSDn przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSD innym niż OSDp i odbiorcom przyłączonym do sieci OSDn, 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. OSDn 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. OSDn 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. OSDn, 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, OSDn uzna za niewystarczające lub zgłosi zastrzeżenia, wówczas OSDn 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 OSDn harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu;
5) raportuje OSDn 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 OSDn 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 OSDn współpracuje z OSDn 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 OSDn:

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 OSDn 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 OSDn nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.

IV.4.6. OSDn 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 OSDn,
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 OSDn;
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 lub 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 OSDn 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 OSDp, jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom i energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDn lub przyłączonego do sieci OSDp.

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, OSDn może wydać bezpośrednio jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDn.

IV.5.6. Rekompensatę finansową za redysponowanie nierynkowe oblicza, wypłaca i rozlicza operator określony w art. 9c ust. 7j Ustawy, w ramach umowy o świadczenie usług dystrybucji. W przypadku przekazywania polecenia innego operatora OSDn działa w imieniu własnym, lecz na rzecz operatora wydającego polecenie, w zakresie wynikającym z Ustawy. Wypłata nie może być uzależniona od zawarcia przez uprawnionego dodatkowej umowy o rekompensatę.

IV.5.7. Podstawę obliczenia rekompensaty stanowi art. 13 ust. 7 rozporządzenia (UE) 2019/943. OSDn stosuje określone w nim zasady porównania kosztów dodatkowych i przychodów netto, uwzględnienia właściwych składników oraz dopuszczonego połączenia składników, z zastosowaniem wyłączeń wynikających z Ustawy. Wyliczenie nie może prowadzić do podwójnej rekompensaty tego samego skutku ekonomicznego. Sam fakt przyłączenia na zasadach niegwarantowanych nie wyłącza rekompensaty poza zakresem dopuszczonym prawem i określonym w umowie. Ograniczenia uzgodnione na podstawie art. 7 ust. 2f Ustawy rozlicza się z uwzględnieniem art. 9c ust. 7h-7i Ustawy.

IV.5.8. I. Żądanie wypłaty składa się do OSDn dla jednostki przyłączonej do jej sieci. Roszczenie wygasa, jeżeli nie zostanie zgłoszone przed upływem 180 dni od ostatniego dnia miesiąca kalendarzowego, w którym wykonano polecenie skutkujące obowiązkiem wypłaty. Żądanie można złożyć pisemnie lub elektronicznie na adres opublikowany przez OSDn. OSDn potwierdza otrzymanie żądania; wezwanie do uzupełnienia nie oznacza odmowy przyjęcia zgłoszonego roszczenia.

IV.5.9. Żądanie zawiera: dane uprawnionego i jednostki, identyfikator PPE lub zasobu, datę i okres wykonania polecenia, jego identyfikator, żądaną kwotę, rachunek bankowy oraz wyliczenie. Dołącza się dane pomiarowe, dane o możliwej produkcji lub pracy magazynu bez polecenia i metodzie ich ustalenia, ceny i podstawę utraconych przychodów, koszty dodatkowe i uniknięte oraz dokumenty dotyczące uprawnienia do wsparcia, jeżeli wpływa ono na wyliczenie. OSDn nie żąda ponownego przedstawienia dokumentów, którymi już dysponuje.

IV.5.10. OSDn w terminie 30 dni od otrzymania żądania przekazuje wynik weryfikacji albo wskazuje konkretnie brakujące dane. Po ich otrzymaniu kończy weryfikację w terminie 30 dni. Rozliczenie przedstawia oddzielnie składniki uznane, zakwestionowane i wyłączone wraz z uzasadnieniem. Kwotę bezsporną wypłaca się w terminie 30 dni od zakończenia jej weryfikacji. Postanowienie nie ogranicza prawa do dochodzenia pozostałej kwoty ani ustawowych uprawnień uprawnionego.

IV.5.11. OSDn rejestruje operatora wydającego polecenie, przyczynę i podstawę polecenia, czas jego przekazania i wykonania oraz wielkość ograniczenia. Polecenie wydane na rzecz OSP w celu równoważenia systemu odróżnia się od polecenia wydanego przez OSDn w celu zapewnienia bezpieczeństwa jej sieci. W koordynowanej sieci 110 kV ustalenie operatora wydającego polecenie uwzględnia przyczynę ograniczenia, podmiot wnioskujący oraz uzgodnienia z OSP dotyczące koordynacji pracy sieci; samo techniczne przekazanie polecenia nie rozstrzyga odpowiedzialności finansowej.

IV.5.12. OSDn przekazuje OSDp albo operatorowi wydającemu polecenie dane niezbędne do weryfikacji rekompensaty, w tym informacje o ograniczeniach gwarancji dostaw, w terminie 14 dni od otrzymania kompletnego żądania. Dane uzupełniające przekazuje niezwłocznie po ich uzyskaniu. W rozliczeniach pomiędzy operatorami stosuje się art. 9c ust. 7l-7n Ustawy. Opóźnienie zwrotu środków przez innego operatora nie stanowi samoistnej podstawy odmowy wypłaty uprawnionemu.

IV.5.13. Zasady obciążenia podmiotu kosztami niewykonania polecenia wynikają z właściwych przepisów i umowy. Obciążenie wymaga wskazania podstawy, przyczyny, związku z niewykonaniem polecenia i udokumentowanego wyliczenia; nie stosuje się automatycznej kary niewynikającej z tych podstaw.

IV.5.14. W terminie 14 dni od zawarcia lub zmiany umowy dystrybucji z wytwórcą albo posiadaczem magazynu OSDn przekazuje OSDp dane wymagane w art. 9c ust. 7p Ustawy, w tym dane jednostki i informacje o braku gwarancji niezawodnych dostaw oraz jego zakresie. Aktualizuje również kontakty dyspozytorskie i parametry niezbędne do wydawania i wykonywania poleceń.

IV.6. INTERWENCYJNA DOSTAWA MOCY CZYNNEJ (obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.)

IV.6.1. Postanowienia ogólne

IV.6.1.1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewnienia niezawodności pracy tego systemu lub utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSDn może korzystać z interwencyjnych dostaw mocy czynnej (IDC). OSDn wykorzystuje IDC w szczególności w przypadku, gdy są one niezbędne do osiągnięcia ww. celów.

IV.6.1.2. IDC polega na zwiększeniu przez URD poboru mocy czynnej z sieci dystrybucyjnej OSDn, w tym również ponad wartość mocy umownej określonej w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, do poziomu nieprzekraczającego maksymalnej mocy interwencyjnej określonej przez OSDn. IDC może być realizowana przez URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn w PPE, dla których zamówiona moc umowna jest wyższa niż 40 kW.

IV.6.1.3. Zasady realizacji IDC i współpracy w zakresie realizacji IDC pomiędzy OSDn a URD:

1) obszar realizacji: cała sieć dystrybucyjna OSDn,
2) OSDn określa dopuszczalne: maksymalną moc interwencyjną oraz czas pobierania tej mocy,
3) OSDn informuje URD z wyprzedzeniem (co najmniej 3-dniowym) o możliwości korzystania z IDC,
4) IDC może realizować jedynie URD, który posiada elektroniczny kanał komunikacji z OSDn.

IV.6.1.4. URD nie przysługuje wynagrodzenie z tytułu realizacji IDC.

IV.6.1.5. W przypadku, gdy realizacja IDC będzie skutkować przekroczeniem przez URD mocy umownej określonej w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, wówczas w odniesieniu do okresu realizacji IDC opłaty za przekroczenie mocy umownej nie pobiera się.

IV.6.1.5. URD może realizować IDC pod warunkiem spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt IV.6.2.

IV.6.2. Wymagania techniczne

IV.6.2.1. URD, który realizuje IDC, powinien spełniać następujące wymagania:

1) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE spełniają wymagania techniczne określone w IRiESD jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych

instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,

2) układy pomiarowo-rozliczeniowe w PPE posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie w trybie dobowym poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do systemu pomiarowego OSDn.

IV.7. NTERWENCYJNA REGULACJA MOCY BIERNEJ NA POLECENIE OSDn (obowiązuje do dnia 31 grudnia 2027 r.)

IV.7.1. Postanowienia ogólne

IV.7.1.1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSDn może korzystać z interwencyjnej regulacji mocy biernej (IRB). OSDn wykorzystuje IRB w szczególności w przypadku, gdy są one niezbędne do osiągnięcia ww. celów.

IV.7.1.2. IRB polega na zmianie przez URD poboru mocy biernej z sieci dystrybucyjnej OSDn lub wprowadzania mocy biernej do tej sieci w zakresie niewymaganym zapisami prawa.
IRB nie może być realizowana przez URD_W lub URD_{ME} przyłączonych do sieci do sieci SN.

IV.7.1.3. Zasady realizacji IRB i współpracy w zakresie realizacji IRB pomiędzy OSDn a URD:

1) obszar realizacji: cała sieć dystrybucyjna OSDn (w lokalizacjach sieciowych określonych przez OSDn),
2) OSDn określa moc minimalną/maksymalną regulacji,
3) IRB może realizować jedynie URD, który posiada system zdalnego sterowania przez służby dyspozytorskie OSDn oraz elektroniczny kanał komunikacji z OSDn,
4) zasoby URD wykorzystywane do IRB nie mogą wprowadzać zakłóceń do sieci dystrybucyjnej OSDn.

IV.7.1.4. URD przysługuje wynagrodzenie z tytułu realizacji IRB.

IV.7.1.5. Realizacja IRB odbywa się na podstawie stosownego polecenia ruchowego wydanego z poziomu służb dyspozytorskich OSDn.

IV.7.1.6. W przypadku, gdy realizacja IRB będzie skutkować przekroczeniem przez URD mocy umownej lub współczynnika mocy tgφ, wówczas w odniesieniu do okresu realizacji IRB odpowiednio opłaty za przekroczenia mocy umownej lub opłaty za ponadumowny pobór energii biernej nie pobiera się.

IV.7.1.7. URD może realizować IRB pod warunkiem spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt IV.7.2.

IV.7.1.8. W celu weryfikacji możliwości realizacji IRB przez URD lub spełniania warunków technicznych, o których mowa w pkt IV.7.2., OSDn może zarządzić testowy okres realizacji IRB, a URD jest zobowiązany przystąpić do realizacji IRB. Z tytułu realizacji IRB w ww. okresie URD nie przysługuje wynagrodzenie.

IV.7.2. Wymagania techniczne

IV.7.2.1. URD, który realizuje IRB, powinien spełniać następujące wymagania:

1) PPE wchodzące w skład danego zasobu URD stanowią kompletny układ zasilania danego zasobu obejmujący wszystkie miejsca dostarczania tego zasobu,
2) układy pomiarowo - rozliczeniowe w PPE spełniają wymagania techniczne określone
w IRiESD jak dla układów pomiarowo - rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
3) układy pomiarowo - rozliczeniowe w PPE posiadają funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie w trybie dobowym poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do systemu pomiarowego OSDn,
4) zasób wyposażony jest w system zdalnego sterowania przez służby dyspozytorskie OSDn.

IV.7.2.2. URD składa oświadczenie o spełnianiu wymagań, o których mowa w pkt IV.7.2.1. Wzór oświadczenia określa OSDn.

IV.7.2.3. URD jest zobowiązany do bieżącego informowania OSDn w przypadku zmian odnośnie do złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

IV.7.3. Katalog IRB

IV.7.3.1. OSDn wykorzystuje IRB w szczególności do:
1) regulacji napięcia,
2) regulacji mocy biernej
w celu utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

IV.7.3.2. OSDn korzysta z IRB w odniesieniu do kontrolowanego przekroczenia współczynnika mocy na polecenie OSDn.

V. WSPÓŁPRACA OSDn Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

V.1. OSDn współpracuje z następującymi operatorami:
a) OSP,
b) OIRE,
c) OSD,
d) sprzedawcami,
e) POBz,
f) DUB,
g) OHT,
h) OH,
i) OP
oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami i wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ").

V.2. Zasady i zakres współpracy OSDn z OSP są określone w niniejszej IRiESD, IRiESD OSDp, IRiESP oraz umowie o świadczenie usług przesyłania.

V.3. Dla przypadku, w którym sieć dystrybucyjna OSDn nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, OSDn realizuje określone w Ustawie, IRiESP, WDB, IRiESD

obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSDp, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową

V.4. Zasady i zakres współpracy OSDn z innym operatorem systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, są określone w niniejszej IRiESD, IRiESD OSDp i IRiESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSDn i innym operatorem systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową.

V.5. Zasady i zakres współpracy OSDn z OSD są określone w IRiESP, WDB i IRiESD oraz w IWR, a także w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSDn a OSD, przy czym:

a) w przypadku, gdy OSD posiada bezpośrednie połączenia z siecią dystrybucyjną OSDn oraz innych OSDp, współpraca z OSP jest realizowania przez tego OSD za pośrednictwem OSDn lub innych OSDp, odpowiednio do obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn i obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn i danego OSDp,
b) w przypadku gdy OSD nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią dystrybucyjną OSDn to taki OSD realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem OSDn, 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 rozdziałach II, III, IV i VI.

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.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

VI.1. OBOWIĄZKI OSDn

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu OSDn na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej OSDn w szczególności:

a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej OSDn, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, 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 zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
d) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w pkt.VI.2,
e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania oraz umowy kompleksowe,
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 przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców,

h) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSDn awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,

i) zbiera i przekazuje do OSP dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP, w tym dane i informacje określone w kodeksie sieciowym SO GL.

VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej OSDn odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych.

VI.1.3. Działania OSDn w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej OSDn, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz zawarte w części IRiESD-Bilansowanie.

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt. VI.1., OSDn organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.

VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez OSDn i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn 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 OSDn 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.2.5. OSDn przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSDn,

b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSDn,

c) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,

d) 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 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 OSDn na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSDn operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,

b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSDn 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 OSDn, 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 OSDn w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. VI.2.5. do VI.2.8. będą rejestrowane na nośniku magnetyczny lub cyfrowym. OSDn 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 OSDn o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez OSDn opracowują 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) regulacyjnych, z uwzględnieniem określonej w umowie granicy majątku,
c) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
d) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
e) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1,
e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej sieciowej,
g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
h) zakres i tryb obiegu informacji w tym środków łączności oraz postępowania w przypadku zaniku łączności,
i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

VI.2.13 Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączeń ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi OSDn, zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRiESD.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VI.3.1. OSDn, sporządza koordynacyjne plany pracy modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych opracowany przez OSP.

VI.3.2. OSDn, w uzgodnieniu z OSP sporządza średnioterminowe oraz dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn zgodnie z postanowieniami TCM - zakres wymienianych danych.

VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSDn uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez OSP. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.

VI.3.4. OSDn 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 OSP.

VI.3.5. Przekazanie planów przez posiadaczy modułów wytwarzania energii i magazynów energii elektrycznej do OSDn, 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 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 powinny być przekazane przynajmniej raz dziennie do godziny 09.00 na okres kolejnych 9 dni kalendarzowych, przy czym dane dotyczące pierwszych 8 dni są aktualizacją danych wcześniej przekazanych.

VI.3.6. Dane planistyczne, o których mowa w TCM - zakres wymienianych danych oraz w pkt VI.3.5., są przekazywane do OSD w trybie ciągłym, co oznacza, że powinny być aktualizowane po każdej ich zmianie.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

VI.4.1. OSDn sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej OSDn.

VI.4.2. OSDn planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną OSDn w podziale na wymianę realizowaną 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 za pośrednictwem OSDp.

VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSDn uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSDn o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.

VI.5.2. OSDn określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

VI.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb i poziomu napięcia 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 zaczepów dławików gaszących,
h) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
i) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
j) harmonogram pracy transformatorów,
k) wykaz jednostek wytwórczych. przyłączonych do sieci

VI.5.4. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSDn o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1. OSDn opracowuje plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn w przypadku zaistnienia konieczności planowanego wyłączenia elementów sieci.

VI.6.2. Użytkownicy systemu zgłaszają OSDn propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni kalendarzowych przed planowaną datą wyłączenia.

VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSDn propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
a) nazwę rozdzielni i elementu,
b) inicjatora prac,
c) proponowany termin wyłączenia,
d) operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
e) typ wyłączenia (p..: trwałe, codzienne),
f) opis wykonywanych prac,
g) w zależności od potrzeb schemat, harmonogram prac i program łączeniowy.

VI.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSDn potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 3 dni, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSDn ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.
Uzgodnione z OSDn harmonogramy dostarczane są najpóźniej w terminie zgłaszania wyłączeń do planu tygodniowego.

OSP, OSDp, OSDn i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymywania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

VI.6.5. OSDn podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej OSDn w terminie do 5 dni kalendarzowych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.

VI.6.6. 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.6.7. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie OSDn, w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego OSDn, powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSDn 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 lub próbami systemowymi.

VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

a) dane techniczne 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 uzgodnienia z OSDn w terminie co najmniej 10 dni kalendarzowych – dla elementów sieci dystrybucyjnej OSDn, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

VI.7.5. OSDn może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni kalendarzowych przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

VI.7.6. OSDn zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez OSDn uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSDn uwag.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSDn 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.

VII.2. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów SN/nN określa OSDn.

VII.3. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSDn pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSDn.

VII.4. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych OSDn powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w OSDn.

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 grup przyłączeniowych III-V.

VIII.1.1.1. Wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund zawiera się w przedziale:

a) 50 Hz ± 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,

b) 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,

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.

VIII.1.1.3. Przez 95% czasu w każdym tygodniu wskaźnik długookresowego migotania światła (Plt) spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie może być większy niż 1.

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 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 poniższych tabelach:

Harmoniczne nieparzyste				**Harmoniczne parzyste**	
nie będące krotnością 3		**będące krotnością 3**		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (uh)		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				
>25	$0{,}5 + \frac{25}{h}$				

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 8%.

VIII.1.1.6. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

VIII.1.1.7. OSDn 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.1.2. Parametry jakościowe energii elektrycznej, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej VI.

VIII.1.2.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.

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 przerwy:

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 godzin 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.4.1.4. ppkt 4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana

VIII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych 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 pkt VIII.2.1, 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. OSDn 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 danym 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. 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 Pst nie powinna być większa niż 1,
b) wartość Plt 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
$15 \leq n \leq 39$	$0{,}15\frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0{,}23\frac{8}{n}$

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
$15 \leq n \leq 39$	$0{,}225\frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0{,}345\frac{8}{n}$

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
$11 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
$^*\lambda$ – współczynnik mocy obwodu	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [107a/W	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (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	,7
≥33	≤0,6

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 dniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowana 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

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 kompleksowe, 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 OSDn,
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 lub 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 OSDn,
10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w Taryfie OSDn za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w aktach wykonawczych do Ustawy, albo 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.3.7.1.

VIII.4.3. OSDn, w terminie 14 dni od dnia otrzymania, od wytwórcy energii elektrycznej w jednostce kogeneracji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej, który w rozumieniu

ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest uprawniony do wypłaty odpowiednio:

a) premii kogeneracyjnej,
b) premii gwarantowanej,
c) premii gwarantowanej indywidualnej,
d) premii kogeneracyjnej indywidualnej,

pisemnej informacji o terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej jednostce, przekazuje wytwórcy tę informację wraz z jej potwierdzeniem.

Za datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w jednostce kogeneracji, rozumie się dzień wytworzenia energii elektrycznej w tej jednostce i wprowadzenia tej energii po raz pierwszy do sieci dystrybucyjnej OSDn.

VIII.4.4. OSDn, w terminie 14 dni po zakończeniu miesiąca, przekazuje Operatorowi rozliczeń dane dotyczące ilości wytworzonej przez wytwórcę w jednostce kogeneracji, która jest przyłączona do sieci elektroenergetycznej OSDn, który w rozumieniu ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest uprawniony do wypłaty odpowiednio:

a) premii kogeneracyjnej,
b) premii gwarantowanej,
c) premii gwarantowanej indywidualnej,
d) premii kogeneracyjnej indywidualnej,

energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i sprzedanej.

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:

a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2026 r. poz. 43, z późn. zm.), zwanej dalej „Ustawą", oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych;
b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz. U. z 2026 r. poz. 68, z późn. zm.), zwanej dalej „Ustawą OZE".
c) koncesji *Grupy Kęty S.A.* na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/233/693/W/OKR/2009/RW na okres od 1 kwietnia 2011 r. do 31 grudnia 2030 r.,
d) decyzji Prezesa Nr DPE-4711-118(6)2011/693/BT z dnia 8 czerwca 2011 r. o wyznaczeniu *Grupę Kęty S.A.* Operatorem Systemu Dystrybucyjnego,
e) Taryfy dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej *Grupy Kęty S.A.,*
f) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej: „OSP") Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP"), zatwierdzonej decyzją Prezesa URE,
g) określone w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanych dalej „WDB"), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE,
h) 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. zm.) - EB GL,
i) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności" (Dz. U. z 2024 r. poz. 1289, 1853, 1881),
j) ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta" (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 1796),
k) 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 2025 r. poz. 159, 290),
l) WDB.

A.1.2. *Grupa Kęty S.A.* jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) 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 (zwanej dalej „siecią dystrybucyjną OSDn"), zgodnie z niniejszą IRiESD.

A.1.3. *Grupa Kęty S.A.* jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej „OSDn", realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne 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 oraz OSDn zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy OSDp, a OSDn oraz zapisów IRiESD-Bilansowanie.

A.1.4. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn i posiadające zawarte z OSDn umowy dystrybucji, mogą być URB zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w WDB. Wówczas taki podmiot powinien mieć zawartą również umowę przesyłową.

A.1.5. 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 OSDn a OSDp oraz odpowiednio zapisami WDB lub IRiESD.

A.1.6. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę dystrybucji z OSDn albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą GUD-K z OSDn, jest URD.
Zasady obsługi podmiotów przyłączonych do sieci OSDn (zwanych dalej „URDn"), reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.

A.1.7. 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 OSDn, a w szczególności:

a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
b) zasady kodyfikacji podmiotów,
c) zasady sprzedaży rezerwowej,
d) zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz zasady współpracy w zakresie wymiany informacji dla potrzeb rynku mocy,
e) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,
f) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
g) procedurę zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez OSDn do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych,
h) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
i) zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia,
j) postępowanie reklamacyjne i obowiązki informacyjne,
k) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
l) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
m) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K).

A.2.2. Obszar sieci, dla którego OSDn wykonuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania

ograniczeniami obejmuje sieć dystrybucyjną OSDn oraz sieci dystrybucyjne OSDn przyłączone bezpośrednio lub pośrednio do sieci dystrybucyjnej OSDp, 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) OSDn,
b) OSD, których sieci są połączone pośrednio z siecią dystrybucyjną OSDn,
c) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn,
d) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD z OSDn,
e) sprzedawców, którzy mają zawarte GUD-K z OSDn,
f) sprzedawców pełniących na obszarze OSDn funkcję sprzedawcy rezerwowego na podstawie Ustawy;
g) POBZ działających na obszarze OSDn,
h) DUB działających na obszarze OSDn,
i) podmioty pełniące, zgodnie z WDB, funkcje OH lub OHT i reprezentujące podmioty wymienione w lit. a) – i) – w przypadku, gdy ich działalność dotyczy obszaru OSDn.

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.A.10.1.

A.3.2. OSDn w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację:

a) umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalnej Umowy Dystrybucji (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. OSDp uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnej OSDn, dla których OSDp 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 OSDn oraz sąsiednich OSD,
- $_{AFD}$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 OSDn,

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.

W procesach CSIRE przypisanie POB do PPE następuje zgodnie z IRiESP-OIRE. Dla URDW i URDME uwzględnia się obsługę przez sprzedawcę albo bezpośrednio przez POB, zgodnie z charakterystyką PP i właściwym procesem. Jednoczesne przypisanie kilku POB do bilansowania tej samej energii w tym samym okresie jest niedopuszczalne.

A.3.6. Ustanowienie lub zmiana POB_Z odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E.

A.3.7. OSDn publikuje na swojej stronie internetowej i udostępnia w siedzibie: aktualne listy sprzedawców mających zawarte GUD lub GUD-K z OSDn; informację o sprzedawcy z urzędu i sprzedawcy zobowiązanym, w zakresie wynikającym z Ustawy; wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu; informację o sprzedawcy rezerwowym pełniącym tę funkcję z mocy Ustawy na obszarze OSDn, wraz z adresem jego strony internetowej zawierającej cenę, warunki świadczenia i wzór umowy sprzedaży rezerwowej. Informację o sprzedawcy rezerwowym aktualizuje po zmianie podmiotu lub otrzymaniu zmiany adresu. Sprzedawca rezerwowy przekazuje OSDn aktualny adres co najmniej 14 dni przed

planowaną zmianą, a w przypadku zmiany nieprzewidzianej - niezwłocznie po powzięciu wiadomości o niej.

A.3.8. Świadczenie usług dystrybucji przez OSDn w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej OSDn lub wprowadzonej do tej sieci przez OSD innego niż 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 OSDn z OSDp, w zakresie przekazywania danych pomiarowych określa umowa zawarta pomiędzy OSDn a OSDp, o której mowa w pkt A.6.1

A.3.9. Sprzedawca i POB wykonują przypisane im obowiązki zgłaszania umów oraz zmian odpowiedzialności za bilansowanie przez CSIRE. Dane, terminy, uprawnienia i potwierdzenia procesów określa IRiESP-OIRE. OSDn weryfikuje komunikaty w zakresie swoich zadań i aktualizuje informacje dotyczące PP. Sprzedawca informuje URD i OSDn o braku możliwości dalszego wykonywania umowy i przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży, niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od powzięcia tej informacji, z zachowaniem ustawowych wyjątków i obowiązków informacyjnych. Informacja nie zastępuje właściwego procesu CSIRE.

A.3.10. Utratę uprawnienia do realizowania umów, zaprzestanie działalności lub utratę POB zgłasza się niezwłocznie w procesie właściwym dla danego zdarzenia. Informację wymagającą pilnej koordynacji ruchowej lub bilansującej przekazuje się również OSDn i OSDp uzgodnionym kanałem operacyjnym; nie zastępuje ona komunikatu CSIRE.

A.3.11. OSDn uwzględnia potwierdzoną datę i skutki zdarzenia, o którym mowa w pkt A.3.10., przy przypisaniu umów i POB oraz przekazywaniu danych do rozliczeń. Ustawowe przesłanki uruchomienia sprzedaży rezerwowej ocenia OIRE na podstawie danych CSIRE; OSDn zapewnia ich aktualność.

A.3.12. W razie rozbieżności danych OSDn wyjaśnia je z uczestnikiem rynku i dokonuje korekty w procesie CSIRE. Obsługa awarii i zaległych komunikatów następuje według IRiESP-OIRE. Danych dotyczących tego samego PPE i okresu nie rozlicza się dwukrotnie w kanałach CSIRE i współpracy z OSDp.

A.3.13. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URDo zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego PPE.

A.3.14. Wytwórca inny niż, o którym jest mowa w pkt. A.3.13.jest URD_W zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny niż o którym jest mowa w pkt. A.3.13. jest URD_{ME} zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego PPE.

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 terminiedo 23

lutego 2024 r., chyba że ten URD wystąpi z wnioskiemdo sprzedawcy, z którym została zawarta umowa sprzedaży energii elektrycznej, o zawarcie umowy kompleksowej, a umowa ta zostanie zgłoszona do OSDn 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. OSDn zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSDn w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach zawartych z OSDn.
Informacje o umowach i ich realizacji przekazuje się w CSIRE zgodnie z rozdziałem D i IRiESP-OIRE. Dla nowych procesów nie stosuje się zamiast CSIRE historycznych formularzy z załączników nr 2 i 3.

A.4.2. URD_W, URD_O, URD_{ME} oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z OSDn 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. OSDn z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.6, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:

1) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji albo wpisu do właściwego rejestru lub wykazu,
2) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSDn,
3) przekazania przez OIRE do OSDn informacji o przypisaniu umowy sprzedaży energii elektrycznej URD do PPE - dotyczy URD obsługiwanego przez sprzedawcę
4) ustanowienia przez URD_W wybranego POB_Z i przekazania tej informacji przez OIRE do OSDn - dotyczy URD_W obsługiwanego przez POB_Z,
5) ustanowienia przez URD_{ME} wybranego POB_Z i przekazania tej informacji przez OIRE do OSDn - dotyczy URD_{ME} obsługiwanego przez POB_Z.

A.4.3.2. OSDn 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 OSDn, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

1) informację, że POB_Z dla URD jest podmiot określony zgodnie z GUD, dla którego OSDn realizuje umowę sprzedaży - dotyczy URD obsługiwanego przez sprzedawcę,
2) sposób i zasady rozliczeń z OSDn z tytułu niezbilansowaniadostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB_Z - dotyczy URD_W oraz URD_{ME},
3) wskazanie DUB - dotyczy URDW oraz URDME posiadających JWCD.

Umowa dystrybucji nie uzależnia uruchomienia ustawowej sprzedaży rezerwowej od wskazania sprzedawcy rezerwowego przez odbiorcę ani od udzielenia

pełnomocnictwa do przyjęcia oferty w jego imieniu. Informacje o umowie i jej zmianach OSDn przekazuje do CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

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 posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania OSDn, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDn oraz spełniający procedury i warunki zawarte w IRiESD, może pełnić funkcję POB_Z. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez OSDn 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 OSDn oraz POB_Z, a także ich dane teleadresowe,
e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDn,
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,
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 OSDn na MB przyporządkowane temu POB_Z, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn.

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 OSDn zawiera z OSDn jedną GUD, na podstawie, której może pełnić funkcję sprzedawcy. PUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a OSDn oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

1) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSDn oraz zasady zmiany POB_Z; przez wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do sprzedawcy w CSIRE oraz przekazanie tej informacji przez OIRE do OSDn,
2) kody EIC OSDn oraz sprzedawcy,

3) zobowiązania stron,
4) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz sprzedawcą,a także ich dane teleadresowe,
5) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygania sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,
6) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,
7) zasady zmiany i rozwiązywania umowy.
8) zasady współpracy przy sprzedaży rezerwowej, w zakresie właściwym dla sprzedawcy i OSDn, zgodne z Ustawą, rozdziałem A.7. i IRiESP-OIRE. Pełnienie ustawowej funkcji sprzedawcy rezerwowego nie zależy od wyrażenia woli w GUD ani od złożenia OSDn oferty sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym prosumentami energii odnawialnej, prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej, prosumentami wirtualnymi energii odnawialnej lub członkami spółdzielni energetycznej, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z OSDn jedną 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:

1) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSDn oraz zasady zmiany POB_Z; przez

wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do sprzedawcy w CSIREoraz przekazanie tej informacji przez OIRE do OSDn,

2) kody EIC OSDn oraz sprzedawcy,
3) zobowiązania stron,
4) zasady ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez OSDn,
5) warunki świadczenia przez OSDn usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
6) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSDn a sprzedawcą,
7) zasady zabezpieczeń należytego wykonania umowy,
8) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
9) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,
10) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygania sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,
11) zasady zmiany i rozwiązywania umowy,
12) zasady współpracy przy sprzedaży rezerwowej, w zakresie właściwym dla sprzedawcy i OSDn, zgodne z Ustawą, rozdziałem A.7. i IRiESP-OIRE;
13) zasady wymiany informacji rynku energii w CSIRE, odpowiedzialność za poprawność i aktualność danych oraz obsługę ich weryfikacji, odrzucenia i korekty; dla informacji nieobjętych CSIRE - uzgodniony kanał wymiany danych.

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 OSDp umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz OSDp,
b) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez OSDp,

c) zobowiązanie OSDn do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji GUD w których będzie wskazany POB_Z, posiadający umowę, o której mowa w pkt A.4.3.5. zawartą z OSDn,
d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
e) osoby upoważnione do kontaktu z OSDp 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 świadczenia usług bilansujących.

Zasady, o których mowa w lit. j) lub k) mogą zostać uregulowane w odrębnych umowach zawartych pomiędzy OSDp a OSDn.

A.4.3.9. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawiera załącznik nr 4. Wzorce umów OSDn uwzględniają zasady wykonywania procesów przez CSIRE i ustawowej sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.10. OSDn i sprzedawcy wykonują obowiązujące GUD i GUD-K z uwzględnieniem zadań realizowanych od przystąpienia OSDn do CSIRE. Informacje o obowiązywaniu tych umów, ich zmianach i zakończeniu przekazuje się w CSIRE. Niniejszy punkt nie ustanawia ponownego obowiązku migracji ani rozwiązania umów wyłącznie z powodu wejścia Karty w życie.

A.4.3.11. OSDn i POBZ wykonują umowy, o których mowa w pkt A.4.3.5., zgodnie z WDB i IRiESP-OIRE. Dane o uprawnieniu POB i przypisaniu odpowiedzialności za bilansowanie aktualizuje się w CSIRE i w konfiguracji rynku bilansującego w zakresie obowiązków stron. Niniejszy punkt nie ustanawia ponownej migracji umów POBZ.

A.4.3.12. Podmiot zamierzający świadczyć usługi bilansujące z wykorzystaniem zasobów przyłączonych do sieci OSDn zawiera z OSDn umowę określającą zasady współpracy z DUB, zgodnie z WDB, rozdziałem A.10. i rozdziałem A.11. Umowa zawiera co najmniej: identyfikację DUB i zasobów oraz potwierdzenie uprawnień do dysponowania nimi; zasady wymiany danych o zasobach, JG i wynikach kwalifikacji; zakres, formaty, kanały i terminy przekazywania informacji o wykorzystaniu zasobów, PPOSP, OZPG i ograniczeniach sieciowych; zasady koordynacji z OSDp i OSP; dane kontaktowe, tryb awaryjny i potwierdzanie odbioru komunikatów; zasady dokumentowania, obliczania, weryfikacji i rozliczania rekompensaty z pkt A.11.9.; odpowiedzialność stron, postępowanie reklamacyjne oraz zmianę, rozwiązanie i ograniczenie wykonania umowy. Umowa nie zastępuje kwalifikacji prowadzonej przez OSP ani umowy przesyłowej DUB z OSP i nie jest podstawą do ograniczania ustawowych praw do agregacji.

A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

A.5.1. OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieciach, na których został wyznaczony OSDn, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych

w WDB oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych
OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej z OSDn.

A.5.2. W ramach obowiązków współpracy z OSP w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, OSDp w szczególności:

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 POBZ,
c) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp do świadczenia usług bilansujących na RB,
d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych AFDMB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,
e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych AFDMB 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 AFDMB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych AFDMB 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,

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 OSDn realizuje następujące zadania:

a) 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,
b) przyporządkowuje sprzedawców, URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MB, przydzielonych POB_Z, na podstawie informacji przekazanej OSDn przez OIRE z CSIRE,
c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom

realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie informacji przekazanej OSDn przez OIRE z CSIRE,

d) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym rezerwowe umowy kompleksowe, n na podstawie informacji przekazanej OSDn przez OIRE z CSIRE,
e) uwzględnia zmianę POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, na podstawie informacji przekazanej OSDn przez OIRE z CSIRE,
f) realizuje procedurę zmiany POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME},
g) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji RB,
h) rozpatruje reklamacje POB_Z dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału G.

A.5.4. OSDn zgodnie z pkt. A.5.6. może nadawać kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej i nie są objęte obszarem rynku bilansującego.

Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP, bądź OSDp.

A.5.5. OSDp nadaje zgodnie z IRiESD OSDp kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSDn na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.1.

Kody identyfikacyjne nadawane Sprzedawcom są tożsame z kodami identyfikacyjnymi nadanymi przez OSP i zawarte są w GUD

A.5.6. Kody, o których mowa w pkt. A.5.4. 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.5.7. Oznaczenia kodowe OSDn są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy OSDn i OSP umowy przesyłowej.

A.5.8. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji, GUD lub GUD-K pomiędzy podmiotem oraz OSDn.

A.5.9. OSDn nadaje każdemu punktowi pomiarowemu obsługiwanemu w CSIRE jednoznaczny kod PP, a punktowi poboru energii - kod PPE, w formacie wymaganym przez IRiESP-OIRE i właściwe standardy wymiany informacji.

A.5.10. Kod PP stanowi podstawowy identyfikator w procesach CSIRE. Numer licznika ani własne oznaczenie techniczne nie zastępują kodu PP. Dotychczasowe prawidłowe kody, przyjęte w CSIRE, zachowuje się.

A.5.11. OSDn tworzy i aktualizuje charakterystykę PP, jego typ, lokalizację, parametry techniczne, układ pomiarowy i powiązania z innymi PP w zakresie wymaganym przez IRiESP-OIRE.

A.5.12. Dla nowych PPE OSDn nadaje kod zgodny z wymaganiami CSIRE przed rozpoczęciem realizacji umów i procesów wymagających identyfikacji PPE. Kod jest unikalny i nie może zostać ponownie nadany innemu PPE.

A.5.13. Nadanie kodu oraz rejestracja PP następują w odpowiednim procesie CSIRE; OSDn udostępnia kod uprawnionemu URD i uczestnikom rynku w sposób przewidziany dla tego procesu.

A.5.14. Zmiana sprzedawcy, POB, właściciela, użytkownika, grupy taryfowej, adresu porządkowego lub numeru licznika nie powoduje sama przez się zmiany kodu istniejącego PPE.

A.5.15. Zmianę lub zamknięcie PP, podział instalacji i utworzenie nowych PPE obsługuje się w CSIRE z zachowaniem dat obowiązywania, historii danych i zasad powiązania punktów.

A.5.16. OSDn weryfikuje spójność informacji o PP z układem pomiarowym i umowami. Rozbieżności wyjaśnia z uprawnionymi uczestnikami rynku i koryguje zgodnie z IRiESP-OIRE.

A.5.17. Dane identyfikacyjne, charakterystykę i uprawnienia do dostępu przekazuje się w zakresie wymaganym dla danego procesu, z zachowaniem ochrony danych i informacji prawnie chronionych.

A.5.18. Punkty podrzędne i powiązania pomiarowe nie wyłączają prawa do utworzenia dodatkowych, odrębnie identyfikowanych PPE na zasadach art. 5 ust. 1ba-1bg Ustawy i pkt II.1.51. Łączna moc w istniejącym miejscu przyłączenia nie może przekraczać mocy przyłączeniowej.

A.5.19. Nie przeprowadza się ponownej renumeracji PPE wyłącznie wskutek wejścia zmian IRiESD w życie. Ewentualną zmianę kodu wynikającą z wymagań CSIRE przeprowadza się w przewidzianym procesie, z zachowaniem powiązań i historii rozliczeń.

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn Z OSDp W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb:

a) rozliczeń na RB,

b) usług IRP i usługi IZP,

c) rynku mocy,

d) rozliczeń usług bilansujących,

jest zawarcie stosownej umowy lub umów przez OSDn z OSDp.

Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz OSDp,

b) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez OSDp,

c) zobowiązanie OSDn do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji (GUD lub/i GUD-K), w których będzie wskazany POBz, posiadający umowę, o której mowa w pkt A.2.3.3. zawartą z OSDp,

d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,

e) osoby upoważnione do kontaktu z OSDp oraz ich dane teleadresowe,

f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej IRiESD OSDp,

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 regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,

k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy.

Zasady, o których mowa w lit. j) lub k) mogą zostać uregulowane w odrębnych umowach zawartych pomiędzy OSDp, a OSDn.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, 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 w IRiESD.

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez OSDp danych pomiarowych do OSP jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:

a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp, 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 OSDp, a OSDn,
d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp, a POB, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci OSDn – dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

A.6.4. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rozliczeń na RB, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD i IRiESD OSDp,
b) przekazywania do OSDp danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, w rozdzielczości wymaganej przez WDB i właściwe standardy wymiany danych dla rozliczeń na RB. Dane dotyczące PPE URDn typu odbiorca przekazuje się w podziale na sprzedawców i zagregowane na MB, a dane dotyczące PPE URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej - oddzielnie, zgodnie z zasadami identyfikacji i agregacji określonymi w WDB oraz uzgodnieniami z OSDp. Jeżeli wymagane są dane odpowiadające okresowi rozliczania niezbilansowania, OSDn przekazuje dane o tej rozdzielczości. Format, harmonogram przekazywania danych i tryb ich korekt określają WDB, właściwe standardy wymiany danych oraz uzgodnienia z OSDp,
c) przekazywania do OSDp skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na RB zgodnie z WDB,
d) niezwłocznego przekazywania OSDp 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 OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. W celu umożliwienia OSDp przekazywania OSP danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń usługi IRP i usługi IZP lub usług bilansujących, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD,

b) przekazywania OSDp 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, dla każdego ORN doby handlowej w PPE URDn,
c) przekazywania OSDp 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 OSDp 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 OSDp skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,

niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.6. W celu umożliwienia OSDp przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rynku mocy, tj. weryfikacji wykonania obowiązku mocowego, testowego okresu zagrożenia, procesu rozliczeń oraz przeprowadzenia testu redukcji zapotrzebowania, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:
a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD i IRiESD OSDp,
b) przekazywania do OSDp 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 każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,
c) przekazywania do OSDp 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 OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.7. Przekazywanie danych przez OSDp do OSP na potrzeb 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 OSDp informacje o wyżej wymienionych POB_Z, którzy mają zawartą umowę, o której mowa w pkt A.6.3.d).

A.6.8. Wyznaczanie przez OSDn danych pomiarowych i ich przekazywanie OSDp oraz udostępnianie OSP przez OSDp tych danych, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD oraz odpowiednio zgodnie zasadami opisanymi w IRiESP, WDB lub RRM.

A.6.9. Utrata POBZ powoduje aktualizację konfiguracji rynku i przekazywania danych zgodnie z rozdziałem E, WDB, IRiESP-OIRE i uzgodnieniami z OSDp. Dla odbiorcy objętego sprzedażą rezerwową uwzględnia się POB przypisany do

sprzedawcy rezerwowego. W innych przypadkach stosuje się zasady właściwe dla URD i jego umów; utrata POB nie oznacza automatycznie przypisania całej energii do zużycia własnego OSDn.

A.6.10. W przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej do URDn OSDn ustala okres realizacji dotychczasowej umowy i uwzględnia wynikające z procesów CSIRE przyporządkowanie POBZ. Jeżeli uruchomiono sprzedaż rezerwową, dane dotyczące energii pobranej w okresie jej realizacji przekazuje się i rozlicza z uwzględnieniem POBZ przypisanego w CSIRE do sprzedawcy rezerwowego, na zasadach rozdziału A.7., rozdziału E, WDB i IRiESP-OIRE. W przypadku nieuruchomienia albo zakończenia sprzedaży rezerwowej OSDn przekazuje OSDp informację o statusie umów i przyporządkowaniu POBZ oraz rozlicza energię na zasadach WDB, IRiESD OSDp i właściwych umów. Przypisanie danych pomiarowych, w tym ewentualne uwzględnienie ich w rozliczeniu energii OSDn jako OSDn, następuje zgodnie z tymi zasadami i nie może prowadzić do podwójnego rozliczenia tej samej energii.

A.6.11. Przekazywanie przez OSDn do OSDp 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 OSDp skorygowane dane pomiarowe do 2 dnia kalendarzowego miesiąca m+3.

A.6.12. Przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych OSDp na potrzeby rozliczeń usługi IRP i usługi IZP, odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.2.5.

A.6.13. Informacje rynku energii objęte CSIRE OSDn przekazuje w CSIRE od dnia rozpoczęcia wykonywania w nim swoich zadań. Dane operacyjne, zagregowane dane bilansujące oraz dane rynku mocy przekazuje się OSDp lub OSP zgodnie z WDB, RRM i właściwymi zasadami współpracy. Przejście do pobierania tych danych przez OSP z CSIRE następuje w terminie i zakresie określonym w IRiESP-OIRE, w tym pkt 12.4.1. Do tego czasu zachowuje się wymagany kanał współpracy z OSDp. Dla danego celu i okresu określa się źródło danych i wersję korekty, aby uniknąć ich podwójnego rozliczenia. Przystąpienie OSDp do CSIRE nie odracza obowiązków OSDn wobec CSIRE.

A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

A.7.1. Od dnia przystąpienia OSDn do CSIRE sprzedaż rezerwowa jest realizowana na zasadach art. 5ac-5af Ustawy oraz IRiESP-OIRE. Sprzedawcą rezerwowym jest podmiot pełniący tę funkcję z mocy Ustawy; odbiorca nie wskazuje go jako warunku uruchomienia sprzedaży rezerwowej.

A.7.2. Jeżeli do CSIRE nie przekazano informacji o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej dla PPE odbiorcy przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, OIRE niezwłocznie informuje sprzedawcę rezerwowego. Z chwilą poinformowania sprzedawca staje się z mocy prawa stroną odpowiedniej umowy z odbiorcą, a sprzedaż rezerwowa zostaje uruchomiona. Umowa jest zawierana na czas nieokreślony. Nie wymaga to pełnomocnictwa dla OSDn do przyjęcia oferty ani zgody dotychczasowego sprzedawcy.

A.7.3. Sprzedaży rezerwowej nie uruchamia się w przypadkach określonych w art. 5ac ust. 6 Ustawy, obejmujących rozliczenie przedpłatowe, ustawowe wstrzymanie dostaw, brak obowiązującej umowy dystrybucji, wskazane w Ustawie wygaśnięcie lub rozwiązanie wcześniejszej umowy rezerwowej, objęcie odbiorcy sprzedażą rezerwową w dniu poprzednim oraz brak realizacji umowy sprzedaży lub kompleksowej w dniu poprzedzającym weryfikację. Wyjątki związane ze zmianą sprzedawcy zobowiązanego stosuje się zgodnie z Ustawą.

A.7.4. OSDn terminowo przekazuje i aktualizuje dane PPE, umów dystrybucji i zdarzeń wpływających na możliwość uruchomienia sprzedaży rezerwowej. OSDn nie zastępuje OIRE w ustawowej czynności uruchomienia sprzedaży rezerwowej. Błędne dane podlegają korekcie według IRiESP-OIRE.

A.7.5. Sprzedawca rezerwowy informuje odbiorcę w terminie 5 dni o zawarciu umowy, podstawie i dacie rozpoczęcia sprzedaży, warunkach i cenie, prawie wypowiedzenia z zachowaniem 7-dniowego okresu, prawie wyboru nowego sprzedawcy i pozostałych informacjach wymaganych w art. 5ad ust. 1 Ustawy. Umowę dostarcza odbiorcy w gospodarstwie domowym w terminie 14 dni, a innemu odbiorcy w terminie 30 dni od otrzymania informacji OIRE, zgodnie z art. 5ad ust. 9 Ustawy.

A.7.6. Rozliczenia sprzedaży rezerwowej są miesięczne. Cena nie przekracza limitu określonego w art. 5ac ust. 8 Ustawy. Sprzedawca rezerwowy publikuje cenę, warunki i wzór umowy oraz przekazuje informacje wymagane wraz z każdym rozliczeniem. OSDn publikuje informację i odnośnik określone w pkt A.3.7.

A.7.7. Sprzedaż rezerwowa ustaje w przypadkach wskazanych w art. 5ae Ustawy, w szczególności z chwilą rozpoczęcia realizacji umowy z nowym sprzedawcą. W tym przypadku nie wymaga się odrębnego wypowiedzenia umowy rezerwowej. Odbiorca może również wypowiedzieć umowę na zasadach art. 5af Ustawy. Rozwiązanie umowy nie znosi obowiązku rozliczenia energii dostarczonej do dnia jej zakończenia.

A.7.8. Zmianę sprzedawcy rezerwowego, utratę jego statusu oraz zastępstwo w przypadku braku możliwości wykonywania obowiązków realizuje się zgodnie z art. 5ac ust. 5 i art. 5ad ust. 6-10 Ustawy. OSDn aktualizuje opublikowane informacje oraz dane wymieniane w CSIRE.

A.7.9. Przyporządkowanie POB i rozliczenie danych pomiarowych następuje według WDB, IRiESP-OIRE oraz zasad współpracy OSDn z OSDp. Rozpoczęcie i zakończenie sprzedaży rezerwowej, nie przerywa przekazywania danych niezbędnych do rozliczenia właściwego POB.

A.7.10. OSDn przekazuje OIRE informację o sprzedawcy pełniącym funkcję sprzedawcy rezerwowego i zmianie tej informacji co najmniej 7 dni przed rozpoczęciem pełnienia tej funkcji, zgodnie z IRiESP-OIRE. Jeżeli zachowanie tego terminu nie jest możliwe, informację przekazuje niezwłocznie po uzyskaniu wiadomości o zmianie.

A.8. OBSŁUGA PROCESÓW PO PRZYSTĄPIENIU OSDn DO CSIRE

A.8.1. OSDn realizuje procesy i wymianę informacji rynku energii za pośrednictwem CSIRE zgodnie z Ustawą, IRiESP-OIRE i właściwymi standardami wymiany informacji.

A.8.2. Czynności dotyczące zdarzeń sprzed przystąpienia OSDn do CSIRE, w tym rozliczenia i korekty, obsługuje się poza CSIRE w zakresie przewidzianym przez IRiESP-OIRE i przepisy przejściowe. Załączniki nr 2 i 3 mogą być stosowane jedynie w tym zakresie.

A.8.3. Błędy i braki w danych przekazanych w ramach migracji usuwa się za pomocą właściwych procesów CSIRE, zgodnie z IRiESP-OIRE.

A.8.4. W przypadku niedostępności CSIRE lub współpracującego z nim systemu informacyjnego stosuje się art. 4k Ustawy, właściwe postanowienia IRiESP-OIRE oraz właściwe plany działania, o których mowa w art. 11zha Ustawy. W przypadku zakłóceń komunikacji stosuje się właściwe procedury awaryjne określone w IRiESP-OIRE oraz właściwych planach działania. Po przywróceniu dostępności OSDn uzupełnia lub koryguje dane pomiarowe i inne informacje rynku energii w CSIRE, z zachowaniem rzeczywistych dat zdarzeń, oraz dokonuje korekt rozliczeń w przypadkach i terminach określonych w art. 4k ust. 10 Ustawy. Kanał awaryjny stosuje się wyłącznie w przypadkach i w zakresie przewidzianych we właściwych procedurach.

A.9. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUGI IRP I USŁUGI IZP

A.9.1. Postanowienia ogólne

A.9.1.1. 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 *Grupy Kęty S.A.*

A.9.1.2. 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:
A.9.1.1. usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci,
A.9.1.2. usługa IZP może również obejmować redukcję wprowadzania mocy do sieci.

A.9.1.3. Usługa IRP i usługa IZP może być świadczona za pomocą ORed posiadających Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny", uzyskane na zasadach określonych w pkt A.9.2.
Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.9.1.4. 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.9.2. Certyfikacja ORed

A.9.2.2. Postanowienia ogólne

A.9.2.1.1. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.9.2.1.2. ORed jest 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 przekazywanie OSDp w trybie dobowym poprzez system wskazany przez OSDp oraz umożliwiają ich przekazywanie do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn.

A.9.2.1.3. 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 OSD.

A.9.2.1.4. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

1) OSDn – jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDn, OSDn 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 OSDp, OSDp wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu. W przypadku, gdy OSDp otrzyma od odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci dystrybucyjnej innego operatora systemu (OSDp lub OSD), wówczas Certyfikat dla ORed wydaje jeden z tych OSD, 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.9.2.4., wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn 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 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.9.2.1.2.

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 OSD), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSD, 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.9.2.1.5. 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 i 6a 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.9.2.1.6. W przypadku, o którym mowa w pkt A.9.2.1.5. 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.9.2.1.7. W przypadku, o którym mowa w pkt A.9.2.1.5. ppkt 2), proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.9.2.2. Certyfikacja w trybie podstawowym

A.9.2.2.1. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt A.9.2.1.6. ppkt 1), dokonywana jest na poniższych zasadach

A.9.2.2.2. 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.9.2.1.5. 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.9.2.1.5. ppkt 1), lub
3) odpowiednio 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.9.2.2.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w pkt A.9.2.1.2.

A.9.2.2.4. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.9.2.2.3., jest pozytywny, to odpowiednio OSDP albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed. W przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio OSDp albo OSDn informuje odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

A.9.2.2.5. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.9.2.1.2. pkt 2), nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.9.2.2.6. 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.9.2.1.5. ppkt 1).

A.9.2.3. Certyfikacja w trybie dodatkowym

A.9.2.3.1. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.9.2.1.6. ppkt 2) i pkt A.9.2.1.7. dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.9.2.3.2. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp,
2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDp lub OSDn.

A.9.2.3.3. 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 poczty elektronicznej a potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed),
2) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub PESEL) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres poczty elektronicznej na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) – w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez odbiorcę w ORed,

3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji),
4) wykaz 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.9.2.1.2.,
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 OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDp),
   b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSDp i OSDp 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 usłudze 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, OSDp 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 OSDn lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSDn wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed 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 OSDn adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDn.

Na każde żądanie OSDn, odbiorca w ORed dostarczy OSDn w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopię wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela odbiorcy w ORed.

A.9.2.3.4. Certyfikacja 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.9.2.1.2.

A.9.2.3.5. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.9.2.3.4., skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku Odpowiednio OSDp albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.9.2.3.6. Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.9.2.1.2. ppkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez OSDp albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.9.2.3.7. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt A.9.2.3.4., jest pozytywny, to odpowiednio OSDp albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.9.2.3.8. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, OSDn – w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku – dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt A.9.2.3.4., i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt A.9.2.1.4. ppkt 3) do upoważnionego OSDp.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp 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.9.2.1.4. ppkt 3). Certyfikat dla ORed przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

Na każde żądanie OSDp, OSDn dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały Certyfikatu dla ORed i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.9.2.1.4. ppkt 3), albo kopie tych dokumentów poświadczone przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.
OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt A.9.2.1.4.

A.9.2.3.9. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio OSDp albo OSDn.
W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.9.2.4. Certyfikat dla ORed

A.9.2.4.1. Certyfikat dla ORed zawiera:

1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.9.2.1.4. 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.9.2.4.5. zdanie trzecie,
4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDn (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie jakiego odpowiednio OSDp i OSDn zlokalizowany jest dany PPE),
5) datę, od której obowiązuje Certyfikat dla ORed,
6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed,
7) typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.9.2.4.4. ppkt 3) lit. a),
8) informację, czy odbiorca w ORed jest OSDn.

A.9.2.4.2. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.9.2.2.3. i A.9.2.3.4., OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w systemie IP DSR, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.
Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

A.9.2.4.3. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny".

A.9.2.4.4. 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) OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
b) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP lub usługę IZP),
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 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 poczty elektronicznej na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,

e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp 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 dystrybucyjnej OSDn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDn. Następnie OSDn informuje OSDp o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed. Na każde żądanie OSDp, OSDn dostarczy OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

A.9.2.4.5. Zgody, o których mowa w pkt A.9.2.4.4. 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.9.2.4.4., ORed w systemie IP DSR otrzymuje status „ORed nieaktywny".

Brak zgody, o której mowa w pkt A.9.2.4.4. 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.9.2.4.4

A.9.2.4.6. 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.9.2.4.7. Odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

1) pozyskania informacji wskazujących, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt A.9.2.1.2.; 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 OSDp albo OSDn informuje odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Informacja w tym zakresie jest przekazywana automatycznie za pośrednictwem systemu IP DSR.

Za datę wygaszenia Certyfikatu dla ORed 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 OSDp do OSP.

A.9.2.4.8. 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.9.2.1.2., odpowiednio OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

Operator systemu, który wydał Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w jego posiadaniu odnośnie odbiorców przyłączonych do jego sieci, ma prawo dokonania aktualizacji Certyfikatu dla ORed. W przypadku aktualizacji dokonanej przez OSDn, OSDn przekazuje zaktualizowany Certyfikat dla ORed do OSDp celem aktualizacji tego certyfikatu w systemie IP DSR.

Wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym.
Aktualizacja Certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.9.2.4.9. 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.9.2.4.4. i A.9.2.4.6., określa OSP i publikuje na stronie internetowej OSP.

A.9.2.4.10. OSDp i OSDn, każdy na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt A.9.2.4.4. i A.9.2.4.6.

A.9.3. Zasady udostępniania danych pomiarowych dla ORed

A.9.3.1. 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.9.3.2. 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.9.3.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez *Grupę Kęty S.A.* za pośrednictwem OSDp od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP, w wyniku wezwania do redukcji w ramach tej usługi.

Grupa Kęty S.A. po otrzymaniu za pośrednictwem OSDp 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, *Grupa Kęty S.A.* przekazuje za pośrednictwem OSDp dane pomiarowe dla ORed w trybach określonych w pkt A.9.3.8. i A.9.3.9.
Grupa Kęty S.A. za pośrednictwem OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSD, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSD, w trybie i formie określonych w pkt A.9.3.5.

A.9.3.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.9.3.2., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią dystrybucyjną OSDp.

A.9.3.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna jest połączona z siecią dystrybucyjną OSDp, zobowiązany jest do przekazywania OSDp danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej tworzących ORed, w następującym zakresie:

1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.10.3.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDn,
2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby *d*), o którym mowa w pkt A.10.3.7., w terminie do doby *d+2*,
3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt A.10.3.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca *m+1*,
4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.10.3.9., za miesiąc *m*, w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca *m+2* lub *m+4*.

OSDn przekazuje OSDp dane pomiarowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSDp 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 OSDp 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.9.3.6. OSDp przekazuje 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.9.3.7. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.9.3.6., dla doby *d* są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby *d+1* do doby *d+4.*

A.9.3.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca *m*, OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDp 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 OSDp zgodnie z pkt A.9.3.5. Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc *m* od 1 do 5 dnia miesiąca *m+1*.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca *m+1* poprzez wysłanie

zapytania do OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym *m+1*, do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt A.9.3.7.

W trybie podstawowym *m+1* wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez OSDp do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.9.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp 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 miesiąca *m+2* i *m+4.*
W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych pomiarowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca *m+2* i *m+4* poprzez wysłanie do OSDp zapytania o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDp przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

A.9.3.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP lub usługę IZP wyłącznie przez OSP.

A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.10.1. Wymagania ogólne

A.10.1.1. 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.10.1.2. Świadczenie przez DUB usług bilansujących na rzecz OSP, z wykorzystaniem zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp 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.10.1.3. 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.10.1.4. Dla potrzeb świadczenia usług bilansujących przyporządkowanie do JG zasobów

URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn jest realizowane:

1) w przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie FZMB 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 AFDMB, 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.10.1.5. OSDn:

1) określa, na wniosek właściciela zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, przyporządkowanie tego zasobu do węzła sieci 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 za pośrednictwem OSDp w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn,
3) zapewnia właściwe przyporządkowanie do JB i JG zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, w szczególności w zakresie danych pomiarowych.

A.10.2. Zasady kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących

A.10.2.1. Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym w WDB.

OSDp uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

Dokumenty i informacje przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w procesie kwalifikacji, w tym pomiędzy OSDp a OSDn, powinny być przekazywane w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

A.10.2.2. 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.10.2.3. W przypadku zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp lub do sieci dystrybucyjnej OSDn połączonej z siecią dystrybucyjną OSDp, OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt A.10.2.2, przesyła wniosek dotyczący przystąpienia do kwalifikacji usług bilansujących do OSDp, w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów.

A.10.2.4. OSDp, we współpracy z OSDn, w terminie 4 tygodni od otrzymania od OSP wniosku, o którym mowa w pkt A.10.2.3., 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.

OSDp może wystąpić z wnioskiem do OSP o wydłużenie czasu weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.10.2.3.

A.10.2.5. OSDp przekazuje do OSP oraz OSDn wynik weryfikacji.
W wyniku weryfikacji OSDp 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 OSDP, 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 OSDp przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.

A.10.2.6. Po zakończeniu przez OSP weryfikacji wniosku, o którym mowa w pkt A.10.2.3., OSP przesyła OSDp dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.10.2.7. OSP realizuje proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zgodnie z WDB. W ramach realizacji procesu OSP przesyła OSDp dokumenty, o których mowa w Załączniku nr 2 do WDB.

A.10.3. Zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb usług bilansujących

A.10.3.1. 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.10.3.2. OSDp 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.10.3.3. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp do OSP danych pomiarowych zgodnie z WDB.

A.10.3.4. Dane pomiarowe dotyczące zasobów URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp lub zasobów URDn przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn są udostępniane DUB wyłącznie przez OSP.

OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązany jest do przekazywania OSDp 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 OSDn dane pomiarowe, dla przedziałów czasowych zgodnych z OREB, na wskazany przez OSDp 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.

A.11 UWARUNKOWANIA ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH

A.11.1. OSDn ma pierwszeństwo korzystania z zasobów URD przyłączonych do jej sieci w stosunku do korzystania przez OSP, w tym w ramach usług bilansujących, w zakresie zgodnym z prawem i zasadami koordynacji operatorów. Jeżeli OSDn wykorzystuje zasób do usługi lub mechanizmu interwencyjnego w danym OREB, tego zasobu nie uwzględnia się równocześnie do świadczenia usług na rzecz OSP w tym OREB. Ograniczenie odnosi się do danego zasobu i okresu; nie oznacza automatycznej niedostępności całej JG, w której skład wchodzą również inne zasoby.

A.11.2. DUB, który planuje dokonać zgłoszenia PP_{OSP} i OZPG dotyczącego JG, w skład której wchodzi zasób URD, musi uwzględniać określone przez OSDn bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących ze względu na warunki pracy sieci dystrybucyjnej OSDn.

A.11.3. Zgłoszenia PP_{OSP} i OZPG dotyczące JG, w odniesieniu do zasobu URD wchodzącego w skład tej JG, spełniają uwarunkowania świadczenia usług bilansujących w sieci dystrybucyjnej OSDn, jeżeli:

1) moce bilansujące przypisane do zasobu URD nie przekraczają wielkości mocy bilansujących zakwalifikowanych w procesie kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, o którym mowa w pkt A.11.2.,

2) moce bilansujące przypisane do zasobu URD nie przekraczają wielkości mocy przyłączeniowej oraz dopuszczalnych wielkości mocy czynnej wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej OSDn lub pobieranej z tej sieci wynikających z umowy dystrybucji albo umowy kompleksowej lub umowy o przyłączenie,
3) URD spełnia wymagania określone w pkt A.11.6.

A.11.4. DUB może uwzględnić dany zasób URD w zgłoszeniu PP_{OSP} i OZPG, pod warunkiem spełniania wymagań odnoszących się do DUB i tego zasobu URD, określonych w WDB oraz w IRiESD.

A.11.5. W dobie n-1 OSDn do godz. 14:00 przekazuje DUB informację o zasobach, które zamierza wykorzystać w dobie n do usług lub mechanizmów interwencyjnych, oraz o zasobach niedostępnych albo dostępnych w ograniczonym zakresie z przyczyn określonych w pkt A.11.8. Informacja wskazuje zasób, lokalizację, OREB, wielkość i przyczynę ograniczenia.

DUB do godz. 15:00 przekazuje OSDn informacje o planowanym wykorzystaniu zasobów w JG w zgłoszeniach PPOSP i OZPG, a do godz. 16:00 – informacje o wykorzystaniu potwierdzonym przez OSP. Informacje obejmują moce bilansujące, OREB oraz lokalizację sieciową zasobu. Aktualizacje zgłoszeń przyjęte przez OSP po godz. 14:30 DUB przekazuje niezwłocznie.

OSDn przekazuje i uzgadnia z OSDp informacje o zasobach i ograniczeniach w terminach umożliwiających realizację powyższego harmonogramu przez obydwu operatorów. Umowa z DUB i uzgodnienia z OSDp określają kanały, format, potwierdzenia odbioru i sposób postępowania przy niedostępności kanału podstawowego. Awaria komunikacji nie oznacza zgody na pominięcie ograniczeń bezpieczeństwa.

A.11.6. URD będący właścicielem zasobu wykorzystywanego do świadczenia usług bilansujących musi spełniać również następujące wymagania:

1) zapewnić wymianę danych czasu rzeczywistego z systemem OSDn w zakresie pomiaru oraz kierunku przepływu mocy czynnej i biernej, a także napięcia w miejscu przyłączenia,
2) zapewnić zdolność do regulacji mocy czynnej i biernej (oraz innych parametrów – w zależności od miejsca przyłączenia) w zakresie określonym w IRiESD oraz Kodeksach sieci – wymaganie dla jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej,
3) umożliwić przyjęcie sygnałów sterowniczych z systemu OSDn za pomocą dedykowanego łącza teleinformatycznego - wymaganie dla jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej.

A.11.7. Wymagania, o których mowa w pkt A.11.6., powinny zostać potwierdzone testami sprawdzającymi. Wyniki testów sprawdzających URD przedkłada OSDn, w terminie 45 dni kalendarzowych przed planowaną datą rozpoczęcia wykorzystywania danego zasobu URD do świadczenia usług bilansujących, w celu weryfikacji i potwierdzenia przez OSDn spełniania tych wymagań.

W przypadku braku spełniania przez zasób URD wymagań, o których mowa w pkt A.11.6., dany zasób URD nie może być wykorzystywany do świadczenia usług bilansujących, a DUB nie może uwzględniać tego zasobu w zgłoszeniu PP_{OSP} i OZPG.

W takim przypadku OSDn przekazuje OSP i DUB informację o niespełnianiu przez zasób URD tych wymagań. Powyższe ma również zastosowanie

w przypadku, gdy dany zasób przestał spełniać wymagania, o których mowa w pkt A.11.6.

A.11.8. OSDn ma prawo wstrzymać, ograniczyć bądź odmówić wykorzystania danego zasobu URD do świadczenia usług bilansujących, w szczególności w następujących przypadkach:

1) korzystania przez OSDn z zasobów URD zgodnie z pkt A.11.1.,
2) wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej,
3) wstrzymania lub ograniczenia świadczenia przez OSDn usług dystrybucji zgodnie z zapisami umowy dystrybucji albo umowy kompleksowej zawartej z URD,
4) stanu pracy sieci dystrybucyjnej, w tym stanów n-1, w których możliwości wprowadzenia mocy czynnej (stosownie do wielkości mocy bilansujących) do sieci dystrybucyjnej OSDn lub pobierania mocy czynnej z tej sieci będą ograniczone,
5) przekroczenia dopuszczalnych obciążeń prądowych elementów infrastruktury sieciowej OSDn,
6) pogorszenia warunków pracy sieci dystrybucyjnej w zakresie napięć w poszczególnych węzłach sieci,
7) pogorszenia warunków pracy sieci dystrybucyjnej w zakresie wystąpienia lub zwiększenia przepływów mocy czynnej w węzłach 110 kV/SN w kierunku sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

A.11.9. OSDn rekompensuje wynikające z WDB koszty DUB związane ze świadczeniem usług bilansujących z wykorzystaniem danego zasobu URD, jeżeli ich powstanie wynika z korzystania przez OSDn z prawa pierwszeństwa, o którym mowa w pkt A.11.1. Rekompensata nie obejmuje kosztów ograniczeń uprzednio zgłoszonych DUB zgodnie z pkt A.11.5. ani kosztów wynikających z przypadków określonych w pkt A.11.8. ppkt 2)-7). Umowa, o której mowa w pkt A.4.3.12., określa dokumentowanie, weryfikację, terminy rozliczenia i tryb reklamacji. Mechanizm ten stosuje się w okresie stosowania odpowiadającego mu mechanizmu z pkt A.12.9. IRiESD OSDp; nie zastępuje on rekompensaty za redysponowanie nierynkowe z rozdziału IV.5.

A.12. USŁUGI ELASTYCZNOŚCI, ODPOWIEDŹ ODBIORU I AGREGACJA

A.12.1. W usługach elastyczności mogą uczestniczyć odbiorcy, wytwórcy i posiadacze magazynów, samodzielnie albo przez agregatora, na przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasadach. Usługi obejmują zmianę poboru lub wprowadzania energii w odpowiedzi na potrzeby sieciowe, w tym ograniczanie przeciążeń i poprawę wykorzystania sieci.

A.12.2. OSDn określa i publikuje potrzeby dotyczące lokalizacji, mocy, kierunku zmiany, czasu reakcji, czasu trwania i dostępności usługi oraz warunki udziału i wyboru ofert. Zamawianie usług następuje na zasadach art. 9c ust. 3 pkt 8a-8b Ustawy, z uwzględnieniem ustawowych wyłączeń i właściwych decyzji organu regulacyjnego. Stosowanie odstępstwa wymaga wskazania jego podstawy.

A.12.3. Wniosek o kwalifikację zawiera dane dostawcy, wykaz PPE i zasobów, potwierdzenie uprawnienia do dysponowania nimi, zakres oferowanej mocy, parametry reakcji, sposób sterowania i pomiaru oraz metodę wyznaczenia wykonania

usługi. OSDn ocenia możliwość świadczenia usługi z uwzględnieniem warunków pracy sieci i uzgodnień z OSDp.

A.12.4. Wymagania techniczne są proporcjonalne do rodzaju usługi i zasobu. Obejmują identyfikację i pomiar energii lub mocy, bezpieczną komunikację, rejestrowanie aktywacji i potwierdzanie poleceń. Pomiar czasu rzeczywistego i zdalne sterowanie wymagane są w zakresie koniecznym dla konkretnej usługi, bezpieczeństwa sieci i właściwych kodeksów sieci; zakres ten określa się przed kwalifikacją. Dla usług bilansujących stosuje się również pkt A.11.6.-A.11.7.

A.12.5. Kwalifikację potwierdza test obejmujący odpowiedź na polecenie, osiągniętą moc, czas reakcji, komunikację i dane pomiarowe. OSDn przekazuje wynik i uzasadnienie ewentualnej odmowy. Zmiana parametrów zasobu istotna dla usługi wymaga aktualizacji danych i jeżeli to konieczne, ponownego testu.

A.12.6. Umowa o świadczenie usługi określa zasób i zakres kwalifikacji, okresy dostępności, aktywację, poziom odniesienia, pomiar wykonania, wynagrodzenie, korekty i odpowiedzialność za niewykonanie, a także reklamacje i rozwiązanie umowy. Metodę poziomu odniesienia ustala się przed aktywacją; nie może ona powodować rozliczenia tej samej zmiany mocy jako kilku niezależnych wykonań.

A.12.7. OSDn koordynuje wykorzystanie zasobów z OSDp i OSP oraz zapobiega sprzecznym poleceniom i podwójnemu wykorzystaniu tej samej zdolności w tym samym okresie. Polecenia konieczne dla bezpieczeństwa systemu wykonuje się zgodnie z prawem i hierarchią dyspozytorską. Dostawca niezwłocznie zgłasza kolizję poleceń lub utratę dostępności.

A.12.8. URD może zawrzeć umowę agregacji z agregatorem, w tym niezależnym agregatorem. Zawarcie umowy nie wymaga zgody sprzedawcy energii ani OSDn. Dla danego PPE umowę agregacji zawiera się z jednym agregatorem na zasadach Ustawy. OSDn nie uzależnia dostępu agregatora do rynku od zawarcia umowy sprzedaży z określonym sprzedawcą.

A.12.9. Agregator spełnia wymagania dotyczące wpisu do wykazu prowadzonego przez Prezesa URE. Zmiana agregatora następuje na zasadach art. 5a[1] Ustawy, w terminie nie dłuższym niż 24 godziny od powiadomienia, z uwzględnieniem ustawowego wyjątku dotyczącego kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących. Zgłoszenie identyfikuje agregatora, PPE, datę zmiany i zakres uprawnienia do korzystania z zasobu.

A.12.10. Wymiana danych odbywa się z zachowaniem ochrony danych i uprawnień użytkowników. Procesy objęte CSIRE realizuje się według IRiESP-OIRE, a operacyjne i bilansujące według właściwych standardów wymiany danych, WDB i uzgodnień z OSDp. Danych operacyjnych nie zastępuje się komunikatami CSIRE, które nie obejmują tego zakresu.

A.12.11. Weryfikację wykonania usługi prowadzi się na podstawie danych pomiarowych właściwych dla okresu rozliczeniowego oraz uzgodnionego poziomu odniesienia. Dostawca otrzymuje wynik i wyliczenie wynagrodzenia oraz może zgłosić reklamację w trybie umowy i rozdziału G. Zasady usług nie mogą ograniczać ustawowych praw odbiorcy do odpowiedzi odbioru i agregacji.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_O, URD_W oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci OSDn.
Umowa dystrybucji może być zawierana wyłącznie z URD_O nie będący URD_O w gospodarstwie domowym, z zastrzeżeniem postanowień pkt A.3.15.

Wzór wniosku jest przygotowywany przez OSDn i opublikowany na stronie internetowej OSDn lub w siedzibie OSDn.

B.2. OSDn w terminie:

a) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy - dla URD_O zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
b) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy - dla URD_O innych niż w ppkt a)

wysyła:

- parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej, na adres wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji,
  albo
- umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URDo we wniosku o świadczenie usług dystrybucji.

W przypadku złożenia wniosku o zawarcie umowy dystrybucji w innym przypadku niż w określonym w pkt A.3.15. - przez URD_O w gospodarstwie domowym, w tym przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego będącego URD_O w gospodarstwie domowym, OSDn 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 o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez OSDn i uzgodnionej przez OSDn i URD_O, powinna być dostarczona do OSDn nie później niż do dnia otrzymania przez OSDn powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., z zastrzeżeniem pkt. B.7.

W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny nie będący URD_O w gospodarstwie domowym, albo będący URD_O w gospodarstwie domowym, w przypadku, o którym mowa w pkt. A.3.15. zawrze umowę sprzedaży ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, OSDn 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 URD_O ze sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.

B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez OSDn dla URD_O posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy OSDn a sprzedawcą oraz w IRiESD.

B.5. W przypadku zawarcia przez URD_O 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 OSDn, której stroną był ten URD_O. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu.

B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej, określa rozdział D.

B.7. W przypadku zawierania umowy dystrybucji na podstawie zgłoszenia sprzedawcy działającego z upoważnienia URD sprzedawca potwierdza w CSIRE posiadanie właściwego upoważnienia oraz przyjęcie przez URD warunków umowy dystrybucji udostępnionych przez OSDn. Umowę zawiera się w następstwie skutecznego procesu zgłoszenia umowy i jej przypisania do PPE, w dacie potwierdzonej w CSIRE, przy spełnieniu warunków świadczenia dystrybucji. OSDn przekazuje informację o umowie zgodnie z IRiESP-OIRE. Trybu tego nie stosuje się do odbiorcy w gospodarstwie domowym, dla którego Ustawa wymaga umowy kompleksowej, z uwzględnieniem wyjątku pkt A.3.15. Nie wymaga się ponownego papierowego powiadomienia z załącznika nr 3.

B.8. W przypadku zawarcia przez URD_O z OSDn umowy dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSDn.

B.9. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSDn, dla:

1) URD_W,
2) URD_{ME},
3) URD_O wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, którzy nie korzystają z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo ust. 1a Ustawy OZE

odbywa się wyłącznie na podstawie umowy dystrybucji zawartej z OSDn.

Powyższe nie dotyczy:

a) URDo w gospodarstwie domowym wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej, zgodnie z pkt A.3.15.,
b) URD o których mowa w ppkt 1) - 2) będących członkami spółdzielni energetycznych, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej - wówczas świadczenie usług dystrybucji dla takiego URD w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy dystrybucji zawartej z OSDn,
c) URD o których mowa w ppkt 3) będących członkami spółdzielni energetycznych, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej.

Umowa dystrybucji z URD, o których mowa w ppkt 1) - 3), jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1., przy czym w przypadku URD_W lub URD_{ME} warunkiem jej zawarcia jest ustanowienie POB_Z.

Ustanowienie POB_Z następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

B.10. Świadczenie usług dystrybucji dla danego PPE odbywa się na podstawie umowy dystrybucji albo umowy kompleksowej. Postanowienie to nie ogranicza prawa odbiorcy do zawarcia więcej niż jednej umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej oraz do posiadania więcej niż jednego PPE w ramach istniejącego przyłącza, na zasadach art. 5 ust. 1ba-1bg Ustawy. Dodatkowe PPE tworzy się i obsługuje zgodnie z pkt II.1.51. i A.5.18. Łączna moc pobierana w tych PPE nie może przekraczać mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.

B.11. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSDn, z URDo wytwarzającymi energię w mikroinstalacji odbywa się na podstawie umowy dystrybucji z wyłączeniem
1) Prosumentów posiadających umowy kompleksowe korzystających z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE.
2) URDo w gospodarstwie domowym wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej, zgodnie z pkt A.3.15.

B.12. OSDn 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 OSDn.

B.13. W przypadku odwołania albo korekty powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zrealizowanych w CSIRE zgodnie z pkt D.2.10. i IRiESP-OIRE, OSDn uwzględnia wynik procesu przy ustalaniu dat i podstaw świadczenia usług dystrybucji. Jeżeli odwołanie nastąpiło przed skutecznym przypisaniem umowy sprzedaży do PPE, stanowiącym podstawę zawarcia umowy dystrybucji w trybie pkt B.7., umowa dystrybucji w tym trybie nie zostaje zawarta. Jeżeli umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa dotychczas obowiązująca dla danego PPE pozostaje w mocy, samo odwołanie powiadomienia nie powoduje jej rozwiązania ani wstrzymania jej realizacji. Skutki odwołania dokonanego po rozpoczęciu realizacji umowy ustala się zgodnie z IRiESP-OIRE i obowiązującymi umowami. W razie spełnienia ustawowych przesłanek sprzedaży rezerwowej stosuje się rozdział A.7.

B.14. 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. OSDn na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i $_{F}$MB przypisanych do MB, które składają się na JB_{OS} będącą w posiadaniu OSDn jako POB_{OSD}. w obszarze swojej sieci dystrybucyjnej. OSDn może zlecić realizację niektórych funkcji OP, w całości bądź w części innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez OSDn 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) eksploatacja i rozwój LSPR, służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania OSDn,

c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
d) udostępnianie OSP, sąsiednim OSD, POB, sprzedawcom oraz URD za pośrednictwem OSDp danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. d), dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

Przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych do OSP, o którym mowa w ppkt. d) odbywa się na zasadach określonych w umowie zawartej z OSDp, o której mowa w pkt. A.4.1. oraz IRiESD OSDp.

C.1.3. OSDn pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej poprzez system pomiarowy. OSDn pozyskuje te dane w postaci:

a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSDn lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu,

b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników.

Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.

OSDn pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:

1) w lit. a) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę,
2) w lit. b) - w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSDn, a URD albo umów kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSDn harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych albo w umowach kompleksowych.

C.1.4. OSDn wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2.c) i pkt. C.1.2.d) w podziale na energię pobraną z sieci dystrybucyjnej OSDn lub wprowadzoną do tej sieci.

C.1.5. OSDn wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSDn 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 F., 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 OSDn 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 OSDn danych pomiarowych, OSDn wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.7.

C.1.7. OSDn 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.

OSDn 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 OSDn rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od OSDn, OSDn 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. OSDn przekazuje dane pomiarowe oraz informacje rozliczeniowe objęte CSIRE przez CSIRE, w procesach, formatach i terminach określonych w IRiESP-OIRE.

C.1.10. Dane dla rozliczeń rynku bilansującego przygotowuje się w rozdzielczości wymaganej przez WDB i przekazuje na zasadach pkt A.6. Nie utożsamia się tych danych z odczytami przekazywanymi wyłącznie na koniec okresu rozliczeniowego.

C.1.11. Dla PPE wyposażonych w LZO OSDn przekazuje do CSIRE dobowe profile energii pobranej i wprowadzonej za dobę n najpóźniej do godz. 7:00 doby n+1. Przekazuje również dane wymagane w pozostałych procesach pomiarowych, zgodnie z IRiESP-OIRE.

C.1.12. Dla PPE niewyposażonych w LZO OSDn przekazuje do CSIRE dobowe profile energii począwszy od 20 października 2026 r., przy czym profile te nie mogą dotyczyć doby wcześniejszej niż 19 października 2026 r., zgodnie z pkt 5.4.4.2. IRiESP-OIRE.

C.1.13. Odczyty układów pomiarowo-rozliczeniowych przekazuje się co najmniej raz w okresie rozliczeniowym, a dane rozliczeniowe OSDn niezbędne do realizacji umowy kompleksowej – co najmniej raz w takim okresie, zgodnie z IRiESP-OIRE.

C.1.14. Dane pomiarowe lub rozliczeniowe OSDn przekazuje do CSIRE w terminie 5 dni roboczych od wykonania pomiaru lub odczytu albo zakończenia okresu rozliczeniowego, zgodnie z zasadami właściwymi dla rodzaju danych. Termin ten nie zastępuje wcześniejszego terminu dobowego, jeżeli ma on zastosowanie.

C.1.15. Dane zastępcze oznacza się statusem wymaganym przez IRiESP-OIRE; po uzyskaniu danych rzeczywistych OSDn weryfikuje je i przekazuje korektę właściwym procesem. Korekty zachowują identyfikację PPE, okresu i wersji danych.

C.1.16. Uprawniony URD i uczestnik rynku uzyskuje dostęp do danych zgodnie z Ustawą i IRiESP-OIRE oraz może zgłosić reklamację. OSDn nie przekazuje tej samej informacji objętej CSIRE w stałym, równoległym obiegu poza CSIRE, z zastrzeżeniem wymaganego przekazywania danych operacyjnych, rynku bilansującego, rynku mocy i obsługi zdarzeń historycznych według pkt A.6.13.

C.1.17. OSDn 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.1.18. OSDn 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.1.19. Dla potrzeb rozliczeń rynku mocy, w przypadku awarii licznika zdalnego odczytu, OSDn może wyznaczyć wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci na podstawie profilu zakupu energii elektrycznej (profil zakupu) dokonanej przez OSDn, który zostanie opublikowany na stronie internetowej OSDn oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej przez URD.

C.1.20. Dla potrzeb rozliczeń rynku mocy w przypadku braku licznika zdalnego odczytu, OSDn może wyznaczyć wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci na podstawie profilu zakupu energii elektrycznej (profil zakupu) dokonanej przez OSDn, który zostanie opublikowany na stronie internetowej OSDn oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej przez URD.

C.1.21. Dane do rozliczeń prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego i prosumenta wirtualnego OSDn ustala oraz przekazuje w CSIRE zgodnie z Ustawą OZE i IRiESP-OIRE, z zachowaniem odrębnych zasad przypisywania energii, bilansowania i rozliczeń każdego z tych rodzajów prosumenta.

C.1.22. Dla prosumenta zbiorowego i wirtualnego OSDn uwzględnia zarejestrowane udziały, daty ich obowiązywania oraz energię z instalacji OZE. Danych energii przypisanej udziałom nie utożsamia się z fizycznym pomiarem energii pobranej w PPE. Wymianę między operatorami prowadzi się w procesach CSIRE w terminach właściwych dla danego procesu.

C.1.23. Dane dla rozliczeń spółdzielni energetycznej i jej członków wyznacza się na zasadach Ustawy OZE i właściwych przepisów wykonawczych. Przekazywanie informacji objętych CSIRE odbywa się w CSIRE; zachowuje się identyfikację wszystkich PPE i okresów członkostwa wymaganych do rozliczenia.

C.1.24. Wymagania rejestracji energii i wyposażenia układów pomiarowych stosuje się odrębnie dla danego rodzaju podmiotu według Ustawy, Ustawy OZE i przepisów wykonawczych. Brak danych rzeczywistych obsługuje się według pkt C.1.7.-C.1.8. i procesów korekt CSIRE, bez zastępowania ustawowej metody rozliczeń metodą przeznaczoną dla innego rodzaju prosumenta.

C.1.25. OSDn przekazuje do CSIRE dobowy profil zużycia dlaprzedziałów czasowych zgodnych z ORN na RB.

C.1.26. W przypadku korekty danych pomiarowych obejmujących okres przed uruchomieniem produkcyjnym CSIRE, dobowy profil zużycia może być przekazywany dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, jaki występował w dacie, której te dane dotyczą.

C.1.27. Przekazywany przez OSDn do CSIRE dobowy profil zużycia dlaPP może wystąpić w postaci:

1) Profilu rozliczeniowego, który jest profilem obligatoryjnym dla każdego obsługiwanego przez OSDn PP.
2) Profil rozliczeniowy może stanowić podstawę do dokonania rozliczeń za energię elektryczną lub świadczone usługi i może uwzględniać dodatkowe doliczenia oraz odliczenia wynikające ze specyfiki danego PP, które są niezbędne do tych rozliczeń.

Profilu pomiarowego, który jest profilem opcjonalnym zawierającym dane pomiarowe bez uwzględnienia dodatkowych doliczeń lub odliczeń wpływających na ten profil, a wynikających ze specyfikacji danego PP.

D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Zgłoszenie nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, zmianę sprzedawcy, rozpoczęcie i zakończenie realizacji umów obsługuje się w CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

D.1.2. Sprzedawca musi mieć uprawnienie do realizacji właściwego rodzaju umowy na obszarze OSDn, obowiązującą GUD albo GUD-K oraz zapewnione bilansowanie handlowe.

D.1.3. Dla PPE muszą być spełnione warunki świadczenia dystrybucji i wymagania pomiarowe właściwe dla URD. Zmiana sprzedawcy nie powoduje pogorszenia technicznych warunków dostaw i nie jest obciążana opłatą za przeprowadzenie tego procesu.

D.1.4. Odbiorca w gospodarstwie domowym zawiera umowę kompleksową, z uwzględnieniem wyjątku określonego w pkt A.3.15. Prawo do zawarcia kilku umów oraz tworzenia dodatkowych PPE wykonuje się na zasadach art. 5 ust. 1ba–1bg Ustawy i pkt II.1.51.; nie polega ono na równoczesnym przypisaniu kilku sprzedawców do tej samej energii w jednym PPE.

D.1.5. Obsługa techniczna zmiany sprzedawcy nie zastępuje wypowiedzenia lub rozwiązania dotychczasowej umowy zgodnie z prawem. OSDn nie żąda od URD potwierdzenia jej rozwiązania jako dodatkowego warunku procesu, jeżeli IRiESP-OIRE tego nie wymaga.

D.2. ZGŁASZANIE UMÓW I OBSŁUGA ICH ZMIAN W CSIRE

D.2.1. Sprzedawca przekazuje do CSIRE powiadomienie o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej w procesie właściwym dla rodzaju umowy i PPE. Powiadomienie obejmuje dane i oświadczenia wymagane w IRiESP-OIRE oraz właściwych standardach wymiany informacji.

D.2.2. Terminy dopuszczalnego zgłoszenia, walidacje oraz termin rozpoczęcia realizacji umowy określa IRiESP-OIRE. Nie stosuje się dodatkowego terminu 21 dni ani odrębnej, pięciodniowej weryfikacji papierowego formularza jako warunku realizacji procesu CSIRE.

D.2.3. OSDn weryfikuje komunikat w zakresie swojej odpowiedzialności, w szczególności identyfikację i charakterystykę PPE, możliwość świadczenia dystrybucji oraz zgodność danych umowy. Wynik przekazuje właściwym komunikatem CSIRE w terminie określonym dla procesu.

D.2.4. Sprzedawca dysponuje upoważnieniem URD do czynności wykonywanych w jego imieniu i przekazuje wymagane oświadczenia w CSIRE. Zawarcie umowy dystrybucji w trybie pkt B.7. następuje na warunkach tego punktu.

D.2.5. Błędy lub braki powiadomienia usuwa się według reguł odrzucenia, korekty albo ponownego zgłoszenia procesu CSIRE. OSDn wskazuje przyczynę odrzucenia w zakresie dopuszczonym standardem komunikatu.

D.2.6. Sprzedawca przekazuje do CSIRE informacje o zmianach umowy oraz jej zakończeniu w terminach i procesach właściwych dla danego zdarzenia. OSDn aktualizuje powiązane dane o dystrybucji i PPE.

D.2.7. Daty rozpoczęcia i zakończenia realizacji umów oraz przyporządkowanie sprzedawcy ustala się zgodnie z potwierdzonymi rezultatami procesów CSIRE. Dane pomiarowe przypisuje się do właściwych okresów realizacji umów.

D.2.8. Jeżeli po zakończeniu umowy nie jest realizowana kolejna umowa, uruchomienie sprzedaży rezerwowej następuje wyłącznie przy spełnieniu ustawowych przesłanek rozdziału A.7. Nie uzależnia się go od historycznego wskazania sprzedawcy rezerwowego przez URD.

D.2.9. Zmiana rodzaju umowy, przejście między umową kompleksową i odrębnymi umowami oraz zmiana użytkownika PPE wymagają procesów CSIRE właściwych dla danego zdarzenia; nie traktuje się ich automatycznie jako zwykłej zmiany sprzedawcy.

D.2.10. Odwołanie lub korektę powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej realizuje się w CSIRE według IRiESP-OIRE. OSDn uwzględnia skutki procesu dla danych PPE i przyporządkowania POB. Jeżeli dotychczasowa umowa nadal obowiązuje, jej realizacja jest kontynuowana zgodnie z potwierdzonymi danymi. Jeżeli ustała, możliwość uruchomienia sprzedaży rezerwowej ocenia się zgodnie z rozdziałem A.7.; samo anulowanie powiadomienia nie powoduje automatycznej sprzedaży rezerwowej dla nowego PPE, dla którego w dniu poprzednim nie realizowano umowy sprzedaży lub kompleksowej.

D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI URD

D.3.1. OSDn udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

D.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSDn:

a) na stronach internetowych OSDn,

b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSDn.

D.3.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji odbiorca może złożyć zapytanie następującymi drogami:

a) osobiście w siedzibie OSDn,

b) listownie na adres OSDn,

c) pocztą elektroniczną,

d) faksem,

e) telefonicznie.

OSDn udziela odbiorcy odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że odbiorca wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

D.3.4. OSDn informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,

b) ogólnych zasadach funkcjonowania RB,

c) procedurze zmiany sprzedawcy,

d) wymaganych umowach,

e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,

f) zasadach ustanawiania i zmiany POB,

g) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

D.3.5. Lista sprzedawców mających zawarte GUD i GUD-K z OSDn jest publikowana na stronie internetowej OSDn.

D.3.6. OSDn oraz Sprzedawcy umieszczają kod PPE na wystawianych przez siebie fakturach dla URD z tytułu:

a) świadczonych usług dystrybucji – dotyczy OSDn,

b) sprzedaży energii elektrycznej albo świadczonej usługi kompleksowej – dotyczy sprzedawcy.

D.4. REALIZACJA ZMIANY SPRZEDAWCY

D.4.1. URD wybiera nowego sprzedawcę i zawiera z nim umowę. Nowy sprzedawca inicjuje proces CSIRE, a OSDn wykonuje przypisane jej zadania zgodnie z rozdziałem D.2.

D.4.2. OSDn wykonuje obowiązki umożliwiające zmianę sprzedawcy w terminie 24 godzin zgodnie z art. 4j ust. 6a-6d Ustawy. Techniczną procedurę rejestracji nowego sprzedawcy w CSIRE przeprowadza OIRE; termin liczy się od przesłania przez nowego sprzedawcę powiadomienia OIRE do udostępnienia wyniku jego weryfikacji. Przypisanie sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży następują w dacie wskazanej w skutecznie zweryfikowanym powiadomieniu, od początku doby. Nie ustanawia to obowiązku zakończenia dotychczasowej umowy przed upływem prawidłowego okresu wypowiedzenia.

D.4.3. Na dzień zmiany sprzedawcy OSDn wyznacza dane pomiarowe zgodnie z rozdziałem C i przekazuje je w CSIRE. Jeżeli konieczne jest użycie danych zastępczych, oznacza je i koryguje po uzyskaniu danych rzeczywistych.

D.4.4. Odbiorca otrzymuje informację o przebiegu zmiany od uczestnika rynku odpowiedzialnego za tę informację zgodnie z Ustawą i IRiESP-OIRE. Reklamacje OSDn rozpatruje w zakresie swoich zadań według rozdziału G.

D.4.5. Obsługa awarii komunikacji odbywa się zgodnie z pkt A.8.4. Zdarzenia sprzed przystąpienia OSDn do CSIRE i ich korekty obsługuje się według pkt A.8.2.

E. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE

E.1. Ustanowienie, zmiana i zakończenie odpowiedzialności POB za bilansowanie odbywają się zgodnie z WDB, IRiESP-OIRE i zasadami współpracy OSDn z OSDp.

E.2. POB spełnia wymagania umowy z OSP, konfiguracji MB i uprawnienia do działania na obszarze OSDn. Dane o tym uprawnieniu i obowiązujących umowach OSDn aktualizuje w CSIRE.

E.3. Sprzedawca i POB zgłaszają ustanowienie lub zmianę odpowiedzialności w procesie CSIRE właściwym dla ich relacji. Dla URDW i URDME uwzględnia się obsługę przez sprzedawcę albo bezpośrednio przez POB według IRiESP-OIRE.

E.4. Datę zmiany i terminy komunikatów ustala się według właściwego procesu CSIRE i WDB. Nie stosuje się jako dodatkowego warunku dawnych terminów pięciu dni roboczych ani złożenia powiadomienia do OSDp poza CSIRE.

E.5. OSDn uzgadnia z OSDp niezbędną konfigurację i agregację danych, uwzględniając potwierdzoną datę zmiany POB. Zmiana nie może powodować nakładania się odpowiedzialności kilku POB za tę samą energię i okres.

E.6. W przypadku utraty POB przez sprzedawcę OSDn aktualizuje dane o jego uprawnieniach zgodnie z IRiESP-OIRE. Dla odbiorcy, u którego OIRE uruchomiło sprzedaż rezerwową, uwzględnia się POB przypisany do sprzedawcy rezerwowego. Dla energii wprowadzanej przez URDW lub URDME obsługiwanych przez sprzedawcę stosuje się właściwy proces przypisania POB określony w IRiESP-OIRE; nie oznacza to objęcia energii wprowadzanej ustawową sprzedażą rezerwową przeznaczoną dla odbiorcy. W przypadku utraty POB przez sprzedawcę obsługującego URDW lub URDME, POB dla energii wprowadzanej przez te podmioty jest OSDp, na zasadach obowiązującej IRiESD OSDp i uzgodnień

pomiędzy operatorami. OSDn przekazuje OSDp dane wymagane do tego bilansowania.

E.7. W przypadku utraty POB przez URDW lub URDME obsługiwanych bezpośrednio przez POB OSDn uwzględnia skutki zakończenia odpowiedzialności według IRiESP-OIRE, WDB i umowy dystrybucji. Wymóg zaprzestania wprowadzania energii lub ograniczenie pracy stosuje się wyłącznie przy istnieniu właściwej podstawy prawnej lub umownej, z zachowaniem zasad bezpieczeństwa sieci.

E.8. POB informuje niezwłocznie OSDn i OSDp o zdarzeniu wymagającym pilnej koordynacji bilansującej, niezależnie od wykonania właściwego komunikatu CSIRE. OSDn uzgadnia skutki zdarzenia dla konfiguracji i danych rozliczeniowych.

E.9. Rozbieżności identyfikacji, dat i powiązań POB wyjaśnia się z uczestnikami rynku, a dane koryguje w procesie CSIRE i konfiguracji rynku bilansującego w zakresie odpowiedzialności operatorów.

E.10. Dane pomiarowe przypisuje się POB właściwemu dla danego PPE i okresu. Zasady przekazywania danych do OSDp i OSP określa pkt A.6.13.; nie dopuszcza się podwójnego przypisania tej samej energii.

E.11. Zdarzenia sprzed przystąpienia OSDn do CSIRE oraz ich korekty obsługuje się na zasadach pkt A.8.2. Awarię komunikacji obsługuje się według pkt A.8.4.

F. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

F.1. OSDn opracowuje i aktualizuje standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN oraz o mocy umownej nie większej niż 40 kW lub na podstawie standardowych profili zużycia publikowanych przez OSDp. Profile są opracowywane i aktualizowane w zależności od zmienności danych będących podstawą ich opracowania

F.2. Dla odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w pkt. F.1., OSDn 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 (potrzeb, na jakie zużywana jest energia elektryczna),

przydziela odpowiedni profil.

Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez OSDn na potrzeby, o których mowa w pkt. C.2.

F.3. Przydzielony dla odbiorcy profil w razie wystąpienia takiej konieczności mogą zostać określone w generalnej umowie dystrybucji zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z OSDn.

F.4. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. F.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSDn. W takim przypadku OSDn dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w GUD.

F.5. Dla URD o mocy do 40 kW, dla których brak jest rzeczywistych danych o wymaganej rozdzielczości, OSDn stosuje profil właściwy dla danego rodzaju odbiorcy, określony zgodnie z pkt F.1.-F.4. OSDn publikuje przed rozpoczęciem stosowania identyfikator, okres obowiązywania, źródło i wartości profilu. Profilu nie stosuje się zamiast dostępnych, zweryfikowanych danych rzeczywistych o wymaganej rozdzielczości.

F.6. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. F.1., którzy skorzystali z możliwości wyboru sprzedawcy, wyposażonych w układy pomiarowo-rozliczeniowe zintegrowane z lokalnym systemem pomiarowo-rozliczeniowym (LSPR) OSDn, przy określaniu dobowo-godzinowego poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, OSDn stosuje w pierwszej kolejności dane rzeczywiste pozyskane z LSPR. W przypadku braku możliwości określenia poboru w oparciu o rzeczywiste dane z LSPR zastosowanie mają zasady opisane od pkt. F.2. do pkt. F.5.

F.7. Dane do rozliczeń RB wyznacza się dla obowiązującego okresu rozliczania niezbilansowania zgodnie z WDB. Jeżeli dostępne są zweryfikowane pomiary o tej rozdzielczości, stosuje się dane rzeczywiste. Dla brakujących danych lub układów o niższej rozdzielczości stosuje się właściwą metodę zastępczą lub profil zgodny z WDB i uzgodnieniami z OSDp. Równomierny podział energii godzinowej dopuszcza się wyłącznie wtedy, gdy metoda ta jest dopuszczona dla danego przypadku; nie stanowi on zasady zastępującej rzeczywiste pomiary krótszych okresów.

G. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE

G.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną).

G.2. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa wnioski i reklamacje, o których mowa w niniejszym rozdziale, wyłączeni do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt. G.3. oraz pkt G.4. ppkt 7).
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.
URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z OSDn umowę dystrybucji lub umowę kompleksową zawartą z OSDn, reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do OSDn.
Reklamacje powinny być dostarczone w formie pisemnej do siedziby OSDn:

Grupa Kęty S.A.

ul. Kościuszki 111

32-650 Kęty

Strona internetowa OSDn dostępna jest pod adresem:
https://grupakety.com/operator-systemu-dystrybucyjnego/

G.3. OSDn 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) lokalnych komunikatów i ogłoszeń w formie papierowej, ogłoszeń internetowych, indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych 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 letni 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 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 OSDn dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II.2.2.2.,
7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z Taryfy OSDn,
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 OSDn,
9) niezwłoczne przekazywanie URD protokołów z czynności określonych w ppkt 5) lub protokół z wykonania pomiarów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt G.4. ppkt 5.

G.4. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt. G.3., realizowane jest w następujący sposób:
1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę poprzez CSIRE do OSDn. OSDn dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji CSIRE od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy poprzez CSIRE,

2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje poprzez CSIRE do OSDn w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. OSDn bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSDn niezwłocznie informuje poprzez CSIRE sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. OSDn wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji z CSIRE,
3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje poprzez CSIRE o tym OSDn w terminie 2 dni roboczych. OSDn 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 pkt. 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 OSDn przez sprzedawcę poprzez CSIRE w terminie 2 dni roboczych. OSDn, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. OSDn przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE 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 z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w Taryfie OSDn,
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 elektryczne,

   sprzedawca poprzez CSIRE przekazuje OSDn ten wniosek (treść wniosku) w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.

   OSDn po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,

6a) w przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez OSDn bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, OSDn przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:

a) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez OSDn 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 ppkt 6) lit. a), w odniesieniu do innych URD niż URD, który złożył ten wniosek, zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, w odniesieniu do których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

6b) bonifikata, o której mowa w ppkt 6a) jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy OSDn a sprzedawcą

6c) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje OSDn poprzez CSIRE reklamację w ciągu 2 dni roboczych od jej otrzymania. OSDn po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji z CSIRE,

7) 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 niewykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do OSDn w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. OSDn niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

8) w przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie OSDn, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do OSDn 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. 7).

G.5. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSDn powinno zawierać w szczególności:

a) dane adresowe podmiotu,
b) datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
c) zgłaszane żądanie,
d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. lit. b) - d) nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez OSDn. W przypadku, gdy zgłoszenie reklamacyjne zawiera uchybienia, OSDn niezwłocznie wzywa podmiot zgłaszający reklamację do ich uzupełnienia, a następnie rozpatruje reklamację w terminach, o których mowa w pkt. G.6, licząc od dnia wpływu zgłoszenia reklamacyjnego pozbawionego uchybień.

G.6. OSDn rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

a) określonym w pkt. G.4. – 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 OSDn usługi

dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy OSDn,

c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy poprzez CSIRE – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego,
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.

Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

- w przypadkach, o których mowa w ppkt. a) – w sposób określony w GUD-K,
- w przypadkach, o których mowa w ppkt. b) i e) - w sposób określony w pkt. G.1.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, OSDn 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 OSDn, to jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w terminie 14 dni od dnia jej złożenia, uważa się, że została uwzględniona.

G.7. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSDn zgodnie z pkt. G.6. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSDn z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji.

Wniosek powinien zawierać:

a) zakres nieuwzględnionego przez OSDn żądania,
b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania,
c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt. G.2. odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

G.8. OSDn 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.

OSDn 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. OSDn przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

G.9. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSDn, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSDn i podmiot składający reklamację.

G.10. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

G.11. Sprzedawcy oraz POB_Z mają prawo wystąpić z reklamacją do OSDn o dokonanie korekty danych pomiarowych lub informacji rozliczeniowych GUD-K za pośrednictwem CSIRE.
Reklamacje dotyczące danych i rezultatów procesów CSIRE uczestnicy rynku zgłaszają w procesach przewidzianych w IRiESP-OIRE. OSDn weryfikuje dane i przekazuje wynik lub korektę w zakresie swojej odpowiedzialności. Nie ogranicza to prawa URD do złożenia reklamacji bezpośrednio do OSDn w dostępnej prawnie formie ani terminów i uprawnień wynikających z Ustawy.

H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

H.1. OSDn identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.

H.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
a) ograniczenia elektrowniane,
b) ograniczenia sieciowe.

H.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.

H.4. OSDn 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.

H.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSDn 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.

H.6. OSDn przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

H.7. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn 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 w szczególności przez:
a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej;
b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej;
c) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;

H.8. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.

H.9. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSDn podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej IRiESD następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

BPKD	Bieżący plan koordynacyjny dobowy
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
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość)
IRiESD – Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej - bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRiESD – Korzystanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – część szczegółowa: warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP-OIRE	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
IWR	Instrukcja współpracy ruchowej
JB	Jednostka bilansowa
JBOS	Jednostka bilansowa operatora sytemu
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
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LZO	Licznik zdalnego odczytu
MB	Miejsce Dostarczania Energii elektrycznej Rynku Bilansującego
MBO	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD_O, reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MBOSD	$_{FD}$MB poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB_{OSD}, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi

	obszarami sieci dystrybucyjnej OSDn oraz sąsiednich OSDp, na napięciu niższym niż 110 kV
MBW	$_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URDW lub URDME, reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
MBAH	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii wodne, inne niż moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej
MBAI	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących 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
MBAW	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii cieplnej.
MBAFW	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących farmy wiatrowe, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym
MBAO	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MBAM	$_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących moduły wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej albo magazyn energii elektrycznej
MBAZ	$_{AFD}$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
$_{AFD}$MB	FMB, 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
MD	Miejsce Dostarczania Energii elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nN	Napięcie niskie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OP	Operator pomiarów
OREB	Okres rozliczania energii bilansującej
ORed	Obiekt Redukcji
ORN	Okres rozliczania niezbilansowania
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego

OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego mający bezpośrednie połączenie z OSP
ODM	Obszarowa Dyspozycja Mocy
OIRE	Operator informacji rynku energii
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nieposiadający bezpośredniego połączenia z OSP, przyłączony do OSDp
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OZE	Odnawialne źródło energii
OZPG	Oferta zintegrowanego procesu grafikowania
PDE	Punkt Dostarczania Energii
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
POB$_{OSD}$	POB będący OSDp
POB$_{Z}$	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB$_{ZSU}$	POBz ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD
PP	Punkt pomiarowy
PP$_{OSP}$	Program pracy
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_{It}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości Pst występujących w okresie 2 godz., zgodnie ze wzorem: $$\mathrm{PIt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P^3 \mathrm{sti}}{12}}$$ gdzie: i – sekwencje wartości P_{st}
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut,
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin Rynku Mocy
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odłączanie,
SN, sN	Średnie napięcie,
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 załączenie 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
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznych, obliczany zgodnie ze wzorem: $$\mathrm{THD} = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (u_h)^2}$$ gdzie: THD – współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego h - rząd harmonicznej u_h - wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
TSKB	Techniczne standardy komunikacji biznesowej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD$_{ME}$	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW
URD$_{O}$	Uczestnik Rynku Detalicznego typu Odbiorca energii
URD$_{W}$	Uczestnik Rynku Detalicznego typu Wytwórca energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WDB	Warunki dotyczące bilansowania
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna lub podmiot odpowiedzialny 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 pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników 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 gospodarczą wykonywaną przez OSP lub 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.
Charakterystyka PP	Informacje rynku energii dotyczące PP, których zakres określają standardy wymiany informacji CSIRE (stanowiące załącznik do IRiESP-OIRE), z wyłączeniem danych pomiarowych, informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez LZO i poleceń odbieranych przez LZO.
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.
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.
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.
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.
Fizyczne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej.
Fizyczny rejestr pomiarowy	Rejestr w LZO lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w PP.
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 URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy posiadają z OSD zawarta umowę dystrybucyjną.
Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K)	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.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci, podzielonych w następujący sposób: a) grupa przyłączeniowa III - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż I kV, jednak niższym niż 110 kV, b) grupa przyłączeniowa IV - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW, c) grupa przyłączeniowa V - podmioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW, d) grupa przyłączeniowa VI - pomioty, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie o przyłączenie, 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 wytarzania biogazu rolniczego, - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazynu 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 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) - 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.
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)
Krajowy system elektroenergetyczny (KSE)	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 tą energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik / Licznik energii elektrycznej	Licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny.
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. 2063), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania

	energii elektrycznej przedsiębiorstwa z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstwa od niego zależnych.
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.
Maksymalna moc dyspozycyjna netto	Moc osiągalna netto pomniejszona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączoną 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	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci, albo w umowie o świadczeniu usług dystrybucji lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
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.
Minimalna moc dyspozycyjna netto	Moc minimum technicznego netto powiększona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Moc bezpieczna	Moc czynna określona przez odbiorcę, przy której wprowadzane ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie powodują zagrożenia bezpieczeństwa osób, uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych.
Moc bilansująca	Moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 EB GL.

Moc dyspozycyjna Moc osiągalna jednostki wytwórczej albo magazynu energi 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 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 maksymalną 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) w 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.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Nielegalne pobieranie energii	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo 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.
Niskie napięcie	Napięcie nie wyższe niż 1 kV.
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.
Obiekt	Budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. -Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, 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.
Obszar rynku bilansującego	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 krajowym systemie elektroenergetycznym oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia z podmiotami uczestniczącymi w rynku bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca grafikowy	Odbiorca uprawniony do prawa wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa, rozliczany godzinowo posiadający układy pomiarowo-rozliczeniowe z możliwością rejestracji rzeczywistych godzinowych wartości poboru energii elektrycznej.
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 profilowy	Odbiorca uprawniony do prawa wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa, rozliczany za pomocą profili, przyłączony bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej poniżej 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63A.
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 (Dz. U. z 2021 r. poz. 2021 r.), 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.
Oferta zintegrowanego procesu grafikowania	Wynikająca z WDB oferta zawierająca dane handlowe i dane techniczne, składająca się z oferty na energię bilansującą, oferty na moce bilansujące oraz oferty technicznej, składana przez dostawcę usług bilansujących do OSP w odniesieniu do jednostki grafikowej.
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.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego posiadacza pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi 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 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 rozliczeń	Podmiot, o którym mowa w art. 47 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 poz. 1874);
Operator systemu dystrybucyjnego (OSDn)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi, nie posiadające bezpośredniego połączenia z OSP, przyłączone do OSDp
Operator systemu dystrybucyjnego (OSDp)	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna jest połączona siecią innego operatora systemu dystrybucyjnego, a który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową operatora systemu przesyłowego.
Operator systemu przesyłowego (OSP)	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.
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).
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.
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.
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 do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
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.
Program pracy	Wynikający z WDB program zawierający grafik obciążenia oraz grafiki rezerw mocy zgłoszony przez dostawcę usług bilansujących do OSP w odniesieniu do jednostki grafikowej.
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 statystce publicznej (t.j Dz. U. z 2023 r. poz. 773).
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.
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 m1eJscu niż

	m1eJsce 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 jest 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 elektrycznej.
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 – licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy obejmujący stację elektroenergetyczną transformującą średnie napięcie na niskie napięcie (SN/nN), stanowiącą element sieci dystrybucyjnej OSDn.
Punkt pomiarowy – inny (PPI)	Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej, niebędących PPB albo PPE albo PPW.
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.
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 administracjiarchitektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej - także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
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 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 2022 r., poz. 2505 z późn. zm.).
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
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.
Saldo dekrementujące	Liczbę wyrażoną w ilości energii elektrycznej lub jednostkach pieniężnych, pozostałą do wykorzystania przez URDo dla przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej.
Samoczynne częstotliwościowe odciążenie – SCO	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, 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 dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.

Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Skorygowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne.
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.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednią sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przed podmiot zajmujący się jej obrotem.
Sprzedaż rezerwowa	sprzedaż energii elektrycznej realizowana na zasadach art. 5ac–5af Ustawy, od dnia przystąpienia OSDn do CSIRE uruchamiana w trybie określonym w IRiESP-OIRE.
Sprzedawca rezerwowy	sprzedawca energii elektrycznej pełniący funkcję sprzedawcy rezerwowego na podstawie Ustawy, z uwzględnieniem przepisów o sprzedawcy zobowiązanym i ustawowym zastępstwie.
Sprzedawca zobowiązany	Sprzedawca energii elektrycznej, o którym mowa w art. 40 ust. 1 Ustawy OZE, tj. przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 Ustawy OZE przez Prezesa URE na obszarze działania OSDn (albo w przypadku brak możliwości realizacji obowiązków przez tego sprzedawcę – wyznaczone dla obszaru działania OSP) i zobowiązane do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, zgodnie z Ustawą OZE.
Spółdzielnia energetyczna	Spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. - Prawo spółdzielcze (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 593 lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 372), 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.
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.
Standardowy profil zużycia (profil)	Zastępcza zmienność obciążenia dobowego odbiorców o zbliżonej charakterystyce poboru, ustalona na drodze analitycznej.
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.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
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 (t.j. Dz.U. z 2023 r. poz. 913, 1703) – zespół współpracujących ze sobą urządzeń informatycznych i oprogramowania zapewniający przetwarzanie, przechowywanie, a także wysyłanie i odbieranie danych przez sieci telekomunikacyjne za pomocą właściwego dla danego rodzaju sieci telekomunikacyjnego urządzenia końcowego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 16 lipca 2004 r. – Prawo telekomunikacyjne (t.j Dz. U. z 2024 r. poz. 34)
System IP DSR	System informatyczny dedykowany i 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 pomiarowo-rozliczeniowy	Teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych pochodzących z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych, systemów automatycznej rejestracji danych oraz z innych systemów.
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 (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.) lub Kodeksów sieci.
Techniczne Standardy Komunikacji Biznesowej	Dokument opracowany przez OIRE na potrzeby funkcjonowania CSIRE, który nie jest elementem IRiESP-OIRE
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 Rynku Bilansującego 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 OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD.

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.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo - rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych.
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 SCO	Zespół urządzeń wykonujących pomiar częstotliwości za pomocą przekaźnika SCO, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru za pomocą wyłączników.
Układ pomiarowo -kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
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 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 kompleksowa rezerwowa	Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej zawarta przez URD ze sprzedawcą rezerwowym.
Umowa przesyłowa	Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawarta z OSP.
Umowa sieciowa	Umowa na podstawie, której OSD świadczy usługi dystrybucji dla URD tj. umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji.
Umowa sprzedaży	Umowa sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 Ustawy.
Umowa sprzedaży rezerwowej	Umowa sprzedaży zawarta przez URD ze sprzedawcą rezerwowym.

Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Uruchomienie produkcyjne CSIRE	uruchomienie systemu na zasadach Ustawy OIRE. Dla obowiązków OSDn rozstrzygający jest termin faktycznego rozpoczęcia przez OSDn wykonywania zadań za pośrednictwem CSIRE zgodnie z Ustawą i IRiESP-OIRE; termin ten nie jest zastępowany datą przystąpienia OSDp.
Usługa IRP	Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na 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.
Usługa kompleksowa	Usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii.
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	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. –Prawo energetyczne 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
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.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zagregowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.
Zakład wytwarzania energii	Zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 NC RfG.
Zapotrzebowanie sieci	Zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej,

	pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez źródła wytwórcze do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza, w szczególności 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 gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, 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.
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, instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej.
Zastępcze dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.
Agregacja	Agregacja w rozumieniu art. 3 Ustawy; łączenie zasobów uczestników rynku w celu oferowania energii lub usług na rynku energii elektrycznej.
Agregator	Podmiot prowadzący agregację w rozumieniu Ustawy, spełniający wymagania wpisu do wykazu prowadzonego przez Prezesa URE.
Niezależny agregator	Agregator niezwiązany ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy, zgodnie z definicją ustawową.
Usługi elastyczności	Usługi elastyczności w rozumieniu Ustawy, realizowane na potrzeby sieci dystrybucyjnej, na zasadach rozdziału A.12.

Elastyczna umowa o przyłączenie	Umowa zawierana na zasadach art. 7^1 Ustawy.
Konfigurowalna umowa o przyłączenie	Umowa zawierana na zasadach art. 7^2 Ustawy.
PP	punkt pomiarowy w rozumieniu IRiESP-OIRE, identyfikowany kodem i charakterystyką w CSIRE. PPE jest obsługiwany zgodnie z właściwym typem PP.

Załącznik nr 1 – *Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.*

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z zastrzeżeniem pkt. II.3.1.5 - II.3.1.7. IRiESD oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze oraz magazyny energii elektrycznej muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub magazyny energii elektrycznej niespełniających tych wymagań.

1.2. OSDn 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. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.

1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSDn.

1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSDn decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.

1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

1.7. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z OSDn i w obecności jego przedstawiciela.

1.8. 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 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 OSDn koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. 2.1. oraz pkt. 2.2. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania lub odwzorowania stanu pracy.

2.4 Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika. W przypadku mikroinstalacji wymagane jest, aby po stronie prądu przemiennego falownika zlokalizowany był, co najmniej jeden rozłącznik izolacyjny odpowiadający drugiej kategorii przepięć.

2.5 Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA I WYMAGANIA DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W ZAKRESIE EAZ

3.1. Jednostki wytwórcze, stosownie do rodzaju, powinny być wyposażone w zabezpieczenia zgodnie z zapisami IRiESD oraz pkt. 3 i pkt. 9 niniejszego załącznika.
Wymagania pkt. 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł, za wyjątkiem drugiego akapitu punktu 3.11.

3.2. Zabezpieczenia 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. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny spełniać wymagania zawarte w pkt. 3.16.

3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy osiągalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

3.5. OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.

3.6. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:
a) określonego w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
b) określonego w pkt. 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.

3.7. OSDn ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.

3.8. W przypadku trójfazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie 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.
W przypadku jednofazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia, przy obniżeniu lub wzroście napięcia, powinno powodować odłączenie jednostki od sieci dwubiegunowo

3.9. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.

3.10. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator nN/SN, dla zabezpieczeń do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości

pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.

W przypadku jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń dodatkowych 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 falownika a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSDn.

3.11. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.

3.12. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.

3.13. W przypadku zwarcia farmy wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSDn.

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

3.15. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

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

1) zabezpieczenia nadprądowe,
2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.

OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia poprawiają e bezpieczeństwo pracy sieci.

3.17. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSDn lub przez niego ustalone.

3.18. <u>Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.</u>

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

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

3.18.3. 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.

3.18.4. OSDn może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

3.18.5. 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.

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

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSDn 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 minimum 30 s 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 $95 \div 105$ % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i pkt. 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:
różnica napięć – $\Delta U < \pm 10$ % Un,
różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0{,}5$ Hz,
różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10°$.

5.5. OSDn 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 OSDn.

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 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 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) 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
b) 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:
SrA – moc osiągalna jednostki wytwórczej,
SkV – 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 Plt spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: Plt ≤ 0,6, za wyjątkiem farm wiatrowych, dla których współczynnik Plt określono w pkt. 7.7.3.

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 110/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:
SrA – moc osiągalna jednostki wytwórczej,
SkV – 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,
- Ia/Ir - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,
- 8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

Ia – prąd rozruchowy,
Ir – znamionowy prąd ciągły.

7. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

7.1. Postanowienia ogólne

7.1.1. 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.

7.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 7 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

7.1.3. Przyłączone do sieci dystrybucyjnej farmy wiatrowe muszą spełniać wymagania zawarte w pkt. 7. niniejszego załącznika po ich modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej niespełniającej tych wymagań.

7.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
a) regulacja mocy czynnej,
b) praca przy różnym napięciu 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,
g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
h) monitoring i systemy telekomunikacji,
i) testy sprawdzające.

7.1.5. OSDn ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD i w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej.

7.1.6. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

7.1.7. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez OSDn 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.

7.1.8. OSDn 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.

7.1.9. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona przez OSDn, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

7.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

7.2.1. 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.

7.2.2. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 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.

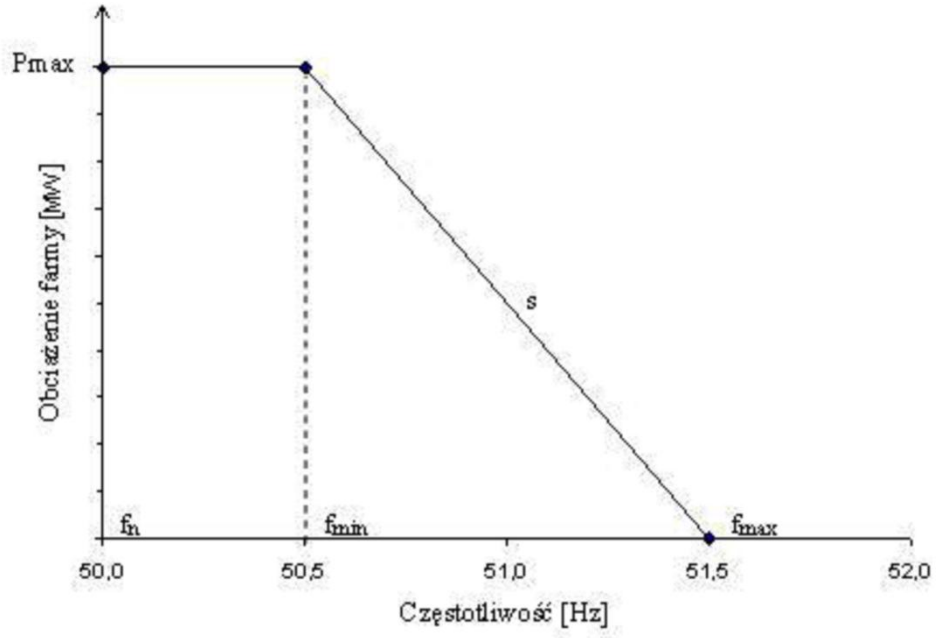
7.2.3. W sytuacjach zakłóceniowych w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy OSDn poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.

7.2.4. 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.
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.



Symbol	Jedn.	Opis	Wartość domyślna	Zakres nastawczy parametru ustawialnego
f_n	Hz	Nominalna wartość częstotliwości sieci	50	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	52,5	-
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 (nie ustawialną), zależną od doboru nastaw f_{min} i f_{max} oraz obciążenia famry wiatrowej $s=[(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

7.2.5. 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.

7.2.6. Określona w pkt. 7.2.4.1) 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. 7.2.4. 2) - 3).

7.2.7. 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 generowanej.

7.2.8. OSDn, z co najmniej 5 dniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac modernizacyjnych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

7.2.9. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego OSDn, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

7.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

7.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

a) Przy $49{,}5 \leq f \leq 50{,}5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,

b) Przy $48{,}5 \leq f < 49{,}5$ 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 $48{,}0 \leq f < 48{,}5$ 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 $47{,}5 \leq f < 48{,}0$ 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 $50{,}5 < f \leqslant 51{,}5$ 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.

7.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt. 7.3.1.a) i pkt. 7.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w zakresie +/-10 % Un – dla sieci SN.

7.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podana powyżej są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5%/min, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

7.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmie wiatrowej.

7.3.5. OSDn 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.

7.3.6. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej OSDn może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt. od 7.3.1. do 7.3.5.

7.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

7.4.1. 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.

7.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 7.2.2. niniejszego załącznika.

7.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.

7.4.4. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt. 7.2.2. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

7.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

7.5.1. 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 i stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.

7.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. OSDn w warunkach przyłączenia do sieci określa powyższe wymagania, w tym potrzebę zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

7.5.3. 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.

7.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

7.6.1. W niektórych lokalizacjach, OSDn może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSDn w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.

7.6.2. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc elektrowni wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.

7.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

7.7.1. 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.

7.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

7.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

a) $P_{st} < 0{,}45$ dla sieci SN,

b) P lt < 0,35 dla sieci SN.

7.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 4% dla sieci SN.

7.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 7.7.1. do 7.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.

7.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznych napięcia i prądu).

7.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.

7.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

7.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

7.8.1. 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 tej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.

7.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

7.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmie wiatrowej.

7.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.

7.8.5. Na etapie opracowywania projektu podstawowego farmy wiatrowej należy przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą sprawdzenie:

a) kompletności zabezpieczeń,
b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach i w rozdzielni farmy wiatrowej,
c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu rozdzielczego i/lub przesyłowego.

Wyniki analiz należy przekazać do OSDn.

7.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

7.9.1. 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 odpowiedniego operatora systemu dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określają warunki przyłączenia.

7.9.2. Minimalny zakres udostępnianych OSDn pomiarów wielkości analogowych z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

a) mocy czynnej,
b) mocy biernej,
c) napięcia w miejscu przyłączenia do sieci,
d) współczynnika mocy cos φ,
e) średniej dla elektrowni prędkości wiatru.

7.9.3. Minimalny zakres udostępnianych OSDn danych dwustanowych obejmuje:

a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
b) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

7.9.4. 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.

7.9.5. OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

7.9.6. Parametry techniczne systemu wymiany informacji pomiędzy farmą wiatrową i OSDn, określa OSDn na etapie projektowania.

7.10. Testy sprawdzające

7.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić na co najmniej 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

7.10.2. 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 w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających.

W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy OSDn 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 przeprowadzenia obiektowych testów sprawdzających.

7.10.3. Testy dotyczyć 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) wpływu farmy wiatrowej na jakość energii.

7.10.4. OSDn wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.

7.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSDn w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

7.10.6. 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 niespełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, OSDn ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8. KRYTERIA MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

8.1. OSDn stosuje kryteria oceny możliwości przyłączania oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej SN i nN zgodnie z zamieszczonymi na stronie internetowej:

a) OSDp TAURON Dystrybucja S.A.:

- *Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego,*
- *Kryteria oceny możliwości przyłączenia mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego,*

8.2. Wytwórcy, którzy planują przyłączenie jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej SN lub nN należącej do OSDn, zobowiązani są do stosowania się do kryteriów przyłączania określonych w dokumentach wyszczególnionych w pkt. 8.1. oraz niniejszej IRiESD.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

9.1.1. Wymagania ogólne

9.1.1.1. Mikroinstalacja przyłączona do sieci OSDn poprzez jedno przyłącze, powinna umożliwiać OSDn monitorowanie i sterowanie jej parametrami w sposób zintegrowany (jedno urządzenie sterujące – np. falownik lub integrator - zapewniające wspólne i jednoczesne sterowanie pracą wszystkich falowników, w tym wspólne zapewnienie spełnienia wymagań zawartych w IRiESD oraz kodeksach sieciowych).

9.1.1.2. Dla jednego przyłącza dopuszcza się zabudowę mikroinstalacji za pomocą falowników jednofazowych o łącznej mocy nie większej niż 3,68 kW na każdej fazie, pod warunkiem spełnienia wymagań z pkt 9.1.1.1.

9.1.1.3. Urządzenie sterujące o którym mowa w pkt 9.1.1.1. powinno być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC, który umożliwia przyjęcie od OSDn poleceń sterujących. Port wejściowy RS485 powinien być zlokalizowany w miejscu zapewniającym łatwy dostęp dla służb technicznych OSDn. Urządzenie sterujące dostarcza OSDn.

9.1.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

9.1.2.1. Wymagania ogólne:

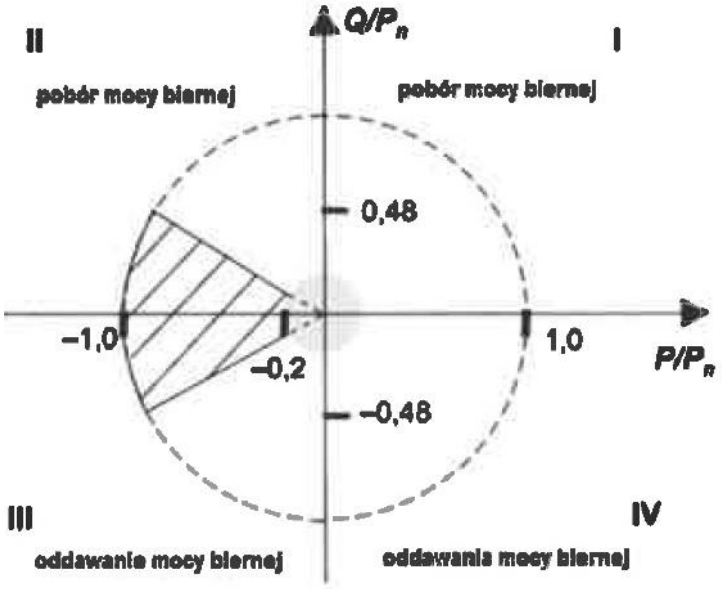
Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od 0,85 U_n do 1,1 U_n z następującą mocą bierną:

a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez OSDn w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia

i prądu od cos $\varphi=0,9_{ind}$ do cos $\varphi=0,9_{poj}$, 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. 2.



Rys.2. Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

9.1.2.2. 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 $\varphi=0,9_{ind}$ do cos $\varphi=0,9_{poj}$, jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. W momencie uruchomienia mikroinstalacji należy ustawić tryb podstawowy zgodny z powyższym ppkt a). Zmiana trybu możliwa jest jedynie na polecenie OSDn. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy - zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.2.3 Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia – Q(U):

W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawianych na rys. 3 i 4. Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia z OSDn, a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



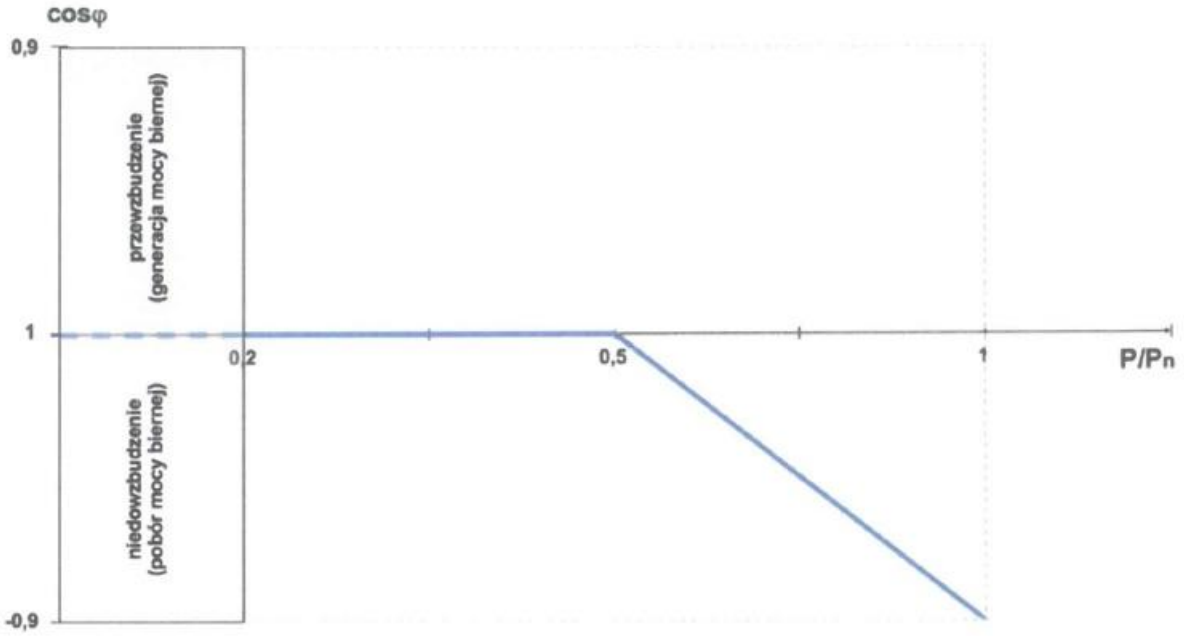
Rys.3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez OSDn.



Rys.4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikrointalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez OSDn.

9.1.2.4. 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. 5. 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.5. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy cos φ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez OSDn.

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej.

9.1.3.1. Mikroinstalacja powinna umożliwiać przyjęcie od OSDn polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz w przypadku mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej, poprzez port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC..

9.1.3.2. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się, aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszenia 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 U_n. Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

9.1.4. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

9.1.4.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń – zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez OSDn, mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

9.1.4.2. 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 U_n	195,5 V	1,5 s	1.2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 U_n	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U_n	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U_{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 U_n	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1[1)]	1,1 U_n	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U_n	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.

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. 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.

9.1.5. Załączanie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

Załączanie 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.

9.1.5.1. 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 U_n do 1,10 U_n,
c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

Po ponownym załączeniu moc czynna generowana przez mikroinstalację nie powinna przekraczać gradientu 10% P_n/min.

9.1.5.2. 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 U_n do 1,10 U_n,
c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

9.1.5.3. Synchronizacja:

Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza, że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.

9.1.6. 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. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny.
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 mikroinstalcji musi dysponować przygotowaniem 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.

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 OSDn	-		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, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	TAK		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3 -fazowo	3 -fazowo	

10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn.

10.1. Postanowienia ogólne

Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energię 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, Ci 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 FOTOWOLTAICZNYCH

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 OSDn. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy OSDn 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, niezależnie od własności tego wyłącznika).

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. OSDn, OSDp albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej, przy czym wszystkie ww. funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb technicznych OSDn. OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może, za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSDp, technicznych OSDn, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci OSDn.

11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne)

11.2.1. OSDn, OSDp albo OSP mają 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, niezależnie od własności tego wyłącznika, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb technicznych OSDn. OSP może wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci OSDn, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb technicznych OSDn.

11.2.2. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 11.1.1.- 11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.

11.2.3. Postanowienia punktów 11.2.1 – 11.2.3. dotyczą także grup farm fotowoltaicznych objętych wspólnym systemem sterowania i regulacji dostępnym w ramach systemu zdalnego sterowania OSDn.

Załącznik nr 2 - *zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej*

ZAKRES WYMAGANYCH DANYCH PODCZAS POWIADAMIANIA OSD PRZEZ SPRZEDAWCĘ W IMIENIU WŁASNYM I ODBIORCY KOŃCOWEGO O ZAWARTEJ UMOWIE SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej (wzór formularza)

Załącznik historyczny - dotyczy procesów realizowanych przed przystąpieniem OSDn do CSIRE oraz ich rozliczeń i korekt, o ile właściwe przepisy przejściowe lub IRiESP-OIRE przewidują taki tryb. Nie stanowi formularza inicjowania nowych procesów, które od dnia przystąpienia OSDn do CSIRE realizuje się w CSIRE. Postanowienia dotyczące wskazywania sprzedawcy rezerwowego nie znajdują zastosowania do sprzedaży rezerwowej uruchamianej na podstawie art. 5ac Ustawy.

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia
2.	Miejscowość
3.	**Dane sprzedawcy**
3.1.	nazwa
3.2.	kod nadany przez OSP lub OSDp (w przypadku, kiedy OSDp nadał taki kod albo stosuje kod nadany przez OSP)
4.	**Nazwa sprzedawcy rezerwowego**
5.	**Dane URD (odbiorcy końcowego)**
5.1.	Nazwa
5.2.	kod pocztowy
5.3.	Miejscowość
5.4.	ulica
5.5.	nr budynku
5.6	nr lokalu
5.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (przy czym nr paszportu dotyczy obcokrajowców)
6.	**Dane punktu poboru**
6.1.	kod identyfikacyjny PPE albo w przypadku braku nr fabryczny licznika
6.2.	kod pocztowy
6.3.	Miejscowość
6.4.	Ulica
6.5.	nr budynku
6.6.	nr lokalu tego punktu poboru
7.	Okres obowiązywania umowy sprzedaży
8.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objęta umową sprzedaży w podziale na poszczególne punkty PPE lub w przypadku umów zawartych na okres dłuższy niż rok planowana ilość energii elektrycznej objęta umową w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku niepodania tej wartości zostanie ona określona przez OSDn i traktowana według takich samych zasad, jak podana przez URD i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku OSDn nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
9.	Kod MB, do którego ma być przypisany URD*
10.	Oświadczenie URD, że wnioskuje o zawarcie/aktualizację umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSDn (jeżeli procedura zmiany umowy jest prowadzona jednocześnie z procedurą zmiany sprzedawcy, w pozostałych przypadkach pole pozostaje niewypełnione)
11.	Imię, nazwisko oraz podpis(-y) osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza)

*dany OSDn wskaże czy wypełnienie pozycji jest obowiązkowe (jeżeli wypełnienie nie jest obowiązkowe pole pozostaje niewypełnione)

UWAGA: przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej może nie wymagać podawania wszystkich danych zawartych w powyższym formularzu powiadomienia, przy zachowaniu numeracji punktów formularza.

Załącznik nr 3 - *lista kodów, którymi OSD informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej –*

LISTA KODÓW, KTÓRYMI OSD INFORMUJE SPRZEDAWCĘ O WYNIKU PRZEPROWADZONEJ WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Lista kodów, którymi OSD informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej

Załącznik historyczny - dotyczy procesów realizowanych przed przystąpieniem OSDn do CSIRE oraz ich rozliczeń i korekt, o ile właściwe przepisy przejściowe lub IRiESP-OIRE przewidują taki tryb. Nie stanowi formularza inicjowania nowych procesów, które od dnia

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna – brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna – błąd w formularzu powiadamiania w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna – brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD, a URD
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucji pomiędzy OSD, a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak GUD pomiędzy OSD, a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja pozytywna – konieczność dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych przez URDo lub URDw
W-08	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna - zgłoszenie umowy kompleksowej dotyczy PPE, dla którego nie jest możliwa realizacja umowy kompleksowej
W-10	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

przystąpienia OSDn do CSIRE realizuje się w CSIRE. Postanowienia dotyczące wskazywania sprzedawcy rezerwowego nie znajdują zastosowania do sprzedaży rezerwowej uruchamianej na podstawie art. 5ac Ustawy.

Załącznik nr 4 - Istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami

ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI

Część A

GUD-K zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:
   1. OSDn i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-K stanowią w szczególności:
      1) IRiESD,
      2) WDB,
      3) IRiESP-OIRE,
      4) Taryfa OSDn,

      a także akty prawa powszechnie obowiązującego.
   2. IRiESD zatwierdzona przez *Zarząd Grupy Kęty S.A.* stanowi część GUD-K. Dokonane po wejściu w życie GUD-K zmiany IRiESD zatwierdzone przez *Zarząd Grupy Kęty S.A.*, IRiESP-OIRE lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują OSDn i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-K. W przypadku niezgodności zapisów GUD-K i IRiESD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-K, zgodnie z GUD-K.
   3. Warunkiem realizacji zobowiązań OSDn wobec Sprzedawcy wynikających z GUD-K jest jednoczesne obowiązywanie umów:
      1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn a OSP;
      2) kompleksowych zawartych pomiędzy Sprzedawcą a URD;
      3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSDn a OSDp;
      4) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a POB wskazanym przez Sprzedawcę - przez wskazanie POB rozumie się również oznaczenie samego Sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
      5) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB a OSP,
      6) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy OSDn a OIRE,
      7) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy sprzedawcą a OIRE.
   4. OSDn 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 OSDn 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 OSDn określa szczegółowe warunki świadczenia przez OSDn usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSDn i sprzedawcy w tym zakresie,

w szczególności:

1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OIRE umów kompleksowych;
2) zasady obejmowania postanowieniami GUD-K kolejnych URD i zobowiązania OSDn 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 oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POB;
5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów kompleksowych;
6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez OSDn;
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 OSDn i sprzedawcy w zakresie obsługi URD;
10) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy OSDn i sprzedawcą;
11) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
12) zasady zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
13) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. OSDn zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od OIRE powiadomień o zawartych umowach kompleksowych;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OIRE i przyjętymi przez OSDn 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 OSDn przez URD będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt 2.;
5. pozyskiwania lub wyznaczania danych pomiarowych, a także informacji rozliczeniowych GUD-K lub informacji o rozliczeniu dodatkowym zgodnie z IRiESD oraz Taryfą OSDn, a także ich udostępniania OIRE poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE oraz TSKB;
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 na zasadach określonych w GUD-K oraz IRiESD;
10. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD-K, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE;
11. terminowej zapłaty należności wynikających z GUD-K;
12. powiadamiania o zmianie Taryfy OSDn oraz IRiESD, poprzez udostępnianie ich

w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSDn;
13. przekazania, na dedykowany adres poczty elektronicznej sprzedawcy, zatwierdzonej Taryfy OSDn, nie później niż w terminie dwóch (2) dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE;
14. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K, na zasadach określonych w GUD-K;
15. informowania OIRE o przyłączeniu do sieci OSDn mikroinstalacji URD, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:
1. zgłaszania do OIRE informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych, na zasadach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB; dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt 2.;
2. uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w charakterystyce PP oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji;
3. udzielania, na wniosek OSDn, informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-K, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji;
4. terminowego regulowania należności wynikających z GUD-K;
5. ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
6. przekazywania poprzez CSIRE do OSDn, na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB, wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez URD do sprzedawcy;
7. niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i Ustawie, rozpatrywania reklamacji URD i udzielania na nie odpowiedzi URD;
8. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K;
9. informowania URD o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD;
10. niezwłocznego przekazywania OSDn informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i świadczonych przez OSDn usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD;
11. 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 OSDn informacji o danych kontaktowych URD na potrzeby realizacji ww. rozporządzenia: adresie poczty elektronicznej URD na potrzeby otrzymywania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej URD oraz adresie poczty elektronicznej lub numerze telefonu komórkowego URD na potrzeby otrzymywania powiadomień o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej – poprzez system, o którym mowa w GUD-K albo w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w Załączniku do GUD-K;
12. 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 OSDn;
13. zamieszczania w treści umowy kompleksowej z URD, w szczególności:
    1) zobowiązania URD do przestrzegania zapisów IRiESD oraz Taryfy OSDn,

2) informacji dla URD o gromadzeniu i przetwarzaniu ich danych osobowych przez OSDn w zakresie określonym w umowie kompleksowej, w tym w związku z wykonywaniem przez OSDn odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także kontrolą, modernizacją lub demontażem tych układów,
3) zobowiązania URD do umożliwienia upoważnionym przedstawicielom OSDn wykonania kontroli oraz umożliwienia uprawnionym przedstawicielom OSDn 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 dystrybucyjnej OSDn, 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 OSDn ma prawo do wstrzymania lub ograniczenia dostarczania energii elektrycznej przez OSDn, w przypadkach określonych w Ustawie i w IRiESD,
6) postanowień dotyczących sprzedaży rezerwowej określonych w Ustawie i IRiESD.

V. Wymiana danych pomiarowych i rozliczeniowych

1. Dane pomiarowe i informacje rynku energii objęte CSIRE strony przekazują oraz uzyskują w CSIRE zgodnie z rozdziałem C IRiESD i IRiESP-OIRE, w terminach właściwych dla danego procesu. Nie ustanawia się dodatkowego stałego obiegu tych samych danych przez pocztę elektroniczną.
2. W GUD-K OSDn przekazuje przez CSIRE również informacje rozliczeniowe wymagane do wykonania umowy kompleksowej. Podstawą naliczenia usług dystrybucji jest obowiązująca taryfa OSDn, umowa i właściwe przepisy; uwzględnia się należne bonifikaty i zasady rozliczeń prosumentów oraz spółdzielni energetycznych.
3. Dane operacyjne i informacje nieobjęte CSIRE przekazuje się kanałami uzgodnionymi w umowie. Reklamacje i korekty informacji objętych CSIRE realizuje się właściwym procesem. Czynności dotyczące zdarzeń historycznych obsługuje się zgodnie z pkt A.8.2. 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 a OSDn odbywa się poprzez CSIRE.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-K:

1. OSDn i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K, w przypadkach:
   1) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które OSDn i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
   2) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
   3) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
   4) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;
   5) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych

w Ustawie i w GUD-K wraz z IRiESD;

6) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB na RB;
7) nieustanowienia, nieuzupełnienia lub nieodnowienia przez sprzedawcę na rzecz OSDn zabezpieczenia należytego wykonania Umowy;
8) niedostępności CSIRE, w tym skutkującym brakiem możliwości przekazywania lub odbierania komunikatu zgodnie z TSKB.

2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w pkt 1., możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD-K. W szczególności zaistnienie przesłanki określonej w pkt 1 ppkt 7) powyżej może polegać na wstrzymaniu przyjmowania przez CSIRE nowych zgłoszeń dotyczących zawarcia przez sprzedawcę umów kompleksowych.
   Dla uniknięcia wątpliwości – w sytuacji niedostępności CSIRE w całości - OSDn wstrzymuje realizację GUD-K w zakresie wszystkich procesów realizowanych poprzez CSIRE, a w przypadku niedostępności CSIRE w części - OSDn wstrzymuje realizację GUD-K w zakresie tych procesów, dla których występuje niedostępność CSIRE; przy czym wstrzymanie realizacji GUD-K nie następuje tylko wtedy i tylko w takim zakresie – w jakim w okresie niedostępności CSIRE - w ramach wprowadzonych procedur awaryjnych - OIRE zapewni alternatywny kanał wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu a w szczególności pomiędzy OSD i sprzedawcami energii elektrycznej. Z uwagi na powyższe sprzedawca zobowiązany jest zapewnić, by w okresie niedostępności CSIRE - wiążące go stosunki prawne a w szczególności umowy kompleksowe – odpowiednio: nie wchodziły w życie albo ulegały odpowiedniemu przedłużeniu - do czasu ustania stanu niedostępności CSIRE lub zapewnienia alternatywnego kanału wymiany informacji przez OIRE.
2. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 1.
3. Sprzedawca zobowiązuje się do zawierania umów kompleksowych na warunkach określonych w GUD-K oraz IRiESD.
4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD będącego prosumentem energii odnawialnej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej OSDn energii wytworzonej przez tego URD.

VIIa. Rozliczenia finansowe i fakturowanie

1. Rozliczenia za świadczone przez OSDn 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 OSDn, z uwzględnieniem udzielonych przez OSDn bonifikat. W relacjach pomiędzy OSDn a sprzedawcą rozliczenie usługi dystrybucji dla URD będącego prosumentem, prosumentem zbiorowym, prosumentem wirtualnym, członkiem spółdzielni energetycznej lub członkiem klastra energii odbywają się na zasadach zawartych w Ustawie OZE.
   Rozliczenia usług dystrybucji prowadzi się według obowiązującej taryfy OSDn, z uwzględnieniem należnych bonifikat, zasad rozliczeń prosumentów energii odnawialnej, prosumentów zbiorowych i wirtualnych, spółdzielni energetycznych oraz klastrów energii, w zakresie właściwym dla danego odbiorcy i okresu rozliczeniowego. Dla prosumentów zachowuje się odrębność ustawowych metod rozliczeń i danych godzinowych wymaganych dla danej metody; danych dla rozliczeń prosumenckich nie utożsamia się z danymi o rozdzielczości wymaganej dla rynku bilansującego.
2. W przypadku zmiany stawek opłat w trakcie okresu rozliczeniowego danego URD, stawki opłat i rozliczenia powinny być przyjmowane zgodnie z Taryfą OSDn obowiązującą w danym okresie zużycia energii elektrycznej. W takim przypadku OSDn 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 OSDn, sprzedawca jest zobowiązany przekazywać OSDn niezbędne informacje, w tym otrzymane od URD stosowne oświadczenia służące do prawidłowego rozliczenia usług dystrybucji, zgodnie z Taryfą OSDn i na zasadach określonych przez OSDn.
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. Opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej URD, wstrzymanego na żądanie sprzedawcy ponosi sprzedawca na rzecz OSDn. W innych przypadkach opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej ponosi URD na rzecz OSDn.

VIII. 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) OSDn udziela sprzedawcy, na zasadach oraz w terminach określonych w IRiESD oraz w Taryfie OSDn bonifikaty z tytułu:
      a) niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
      b) niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
3. Szczegółowe zasady postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych, zawarte są w IRiESD oraz GUD-K.

IX. 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. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD, IRiESP-OIRE 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 na stronie internetowej OSDn zmian IRiESD, w Biuletynie URE zmian IRiESP-OIRE lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSDn najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD-K

następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone OSDn 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, IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB do dnia wypowiedzenia GUD-K obowiązują postanowienia nowej IRiESD, IRiESP-OIRE lub nowych WDB.

X. Sprzedaż rezerwowa

1. Sprzedaż rezerwowa jest uruchamiana przez OIRE i świadczona przez sprzedawcę rezerwowego na zasadach art. 5ac-5af Ustawy oraz rozdziału A.7. IRiESD. Z chwilą poinformowania sprzedawcy rezerwowego przez OIRE odpowiednia umowa z odbiorcą powstaje z mocy prawa.
2. Odbiorca nie jest zobowiązany do wyboru sprzedawcy rezerwowego, udzielenia OSDn pełnomocnictwa do zawarcia umowy rezerwowej ani złożenia dodatkowego oświadczenia warunkującego jej uruchomienie. Nie stosuje się klauzul o przyjmowaniu przez OSDn oferty sprzedaży rezerwowej w imieniu odbiorcy.
3. OSDn przekazuje i aktualizuje informacje wymagane w CSIRE oraz publikuje informacje o sprzedawcy rezerwowym w zakresie wynikającym z Ustawy i IRiESD. Sprzedawca rezerwowy przekazuje OSDn aktualny adres swojej strony internetowej, na której zamieszcza informacje o cenie, warunkach świadczenia i wzorze umowy sprzedaży rezerwowej. Informację o zmianie adresu strony przekazuje drogą elektroniczną, na adres wskazany w GUD albo GUD-K, co najmniej 14 dni kalendarzowych przed wprowadzeniem zmiany. W przypadku zmiany nieprzewidzianej lub niezależnej od sprzedawcy rezerwowego przekazuje informację niezwłocznie po powzięciu wiadomości o zmianie.
4. Sprzedawca rezerwowy wykonuje obowiązki informacyjne, dostarcza umowę i dokonuje rozliczeń na zasadach art. 5ad Ustawy. Odbiorca może wybrać nowego sprzedawcę i wypowiedzieć umowę rezerwową na zasadach Ustawy. Rozpoczęcie realizacji umowy z nowym sprzedawcą powoduje zakończenie sprzedaży rezerwowej bez odrębnego wypowiedzenia.
5. Wyłączenia uruchomienia, limit ceny, zastępstwo sprzedawcy rezerwowego i zakończenie sprzedaży rezerwowej określają Ustawa i rozdział A.7. IRiESD.

XI. Zabezpieczenia finansowe:

1. Sprzedawca ma obowiązek ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania na rzecz OSDn zabezpieczenia należytego wykonania GUD-k, na zasadach określonych w załączniku do GUD-k.

XII. Postępowanie w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości u URD:

1. W przypadku stwierdzenia, w wyniku wykonywania przez OSDn czynności związanych z dystrybucją energii elektrycznej lub kontroli dotrzymywania przez URD warunków umowy kompleksowej w części dystrybucyjnej, niewykonywania lub nienależytego wykonywania przez URD obowiązków wynikających z zawartej pomiędzy sprzedawcą a tym URD umowy kompleksowej, w szczególności w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości o których mowa w pkt 2 poniżej, OSDn ma prawo wezwać URD do niezwłocznego usunięcia wskazanej nieprawidłowości, określając termin do ich usunięcia, nie krótszy niż 7 dni, z zastrzeżeniem, że po jego bezskutecznym upływie umowa kompleksowa zostanie rozwiązana przez sprzedawcę na żądanie OSDn , zgodnie z pkt 3 poniżej.
2. OSDn wezwie URD do zaprzestania niewykonywania lub nienależytego wykonywania

obowiązków wynikających z zawartej pomiędzy sprzedawcą a tym URD umowy kompleksowej w części dystrybucyjnej, zgodnie z pkt 1 powyżej, w szczególności w przypadku:

1) wprowadzania do sieci OSDn zakłóceń przekraczających dopuszczalne poziomy, określone zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa;
2) utrzymywania przez URD obiektu, własnej sieci, instalacji lub obiektów budowlanych w sposób zagrażający prawidłowemu funkcjonowaniu sieci zasilającej;
3) uniemożliwienia upoważnionym przedstawicielom OSDn dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do elementów sieci i urządzeń, będących własnością OSDn, znajdujących się na terenie lub w obiekcie URD, w celu usunięcia awarii w sieci;
4) pobierania mocy w wysokości przekraczającej wielkość mocy przyłączeniowej;
5) w przypadku gdy OSDn stwierdzi, że URD użytkuje źródło wytwórcze przyłączone do instalacji URD bez uprzedniego zgłoszenia/przyłączenia do sieci OSDn instalacji wytwórczej lub braku uregulowania umownego;
6) uniemożliwiania dostępu do urządzeń OSDn znajdujących się w obiekcie URD, celem przeprowadzenia kontroli, wykonania prac eksploatacyjnych, odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego;
7) niedostosowania urządzeń do zmienionych parametrów sieci, o których został wcześniej poinformowany;
8) nieposiadania aktualnej Instrukcji Współpracy Ruchowej (IWR), jeżeli obowiązek jej uzgodnienia wynika z IRiESD;
9) pobierania energii elektrycznej niezgodnie z taryfą OSDn;
10) z przyczyn przewidzianych przepisami prawa, w szczególności, jeżeli dalsza realizacja umowy kompleksowej naraziłaby OSDn na odpowiedzialność wobec osób trzecich.

3. Sprzedawca zobowiązuje się do wypowiedzenia na żądanie OSDn umowy kompleksowej dla URD w terminie 7 dni od otrzymania przez sprzedawcę od OSDn informacji o bezskutecznym upływie terminu wyznaczonego zgodnie z pkt 1 powyżej z zachowaniem przewidzianego w umowie kompleksowej okresu wypowiedzenia, przy czym okres wypowiedzenia winien być nie dłuższy niż 30 dni.
4. Zobowiązanie do wypowiedzenia umowy kompleksowej w trybie pkt 3 powyżej pozostaje niezależne od uprawnienia OSDn do wstrzymania dostarczania URD energii, zgodnie z przepisem art. 6b Ustawy.

XIII. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD-k jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy OSDn a Sprzedawcą wynikające z GUD-K będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby OSDn.
3. GUD-K jest sporządzona w języku polskim.
4. 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 OSDn i Sprzedawca niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel. Postanowienia powyższe stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD-K wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD-K stanie się nieważne.
5. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD-K, OSDn i Sprzedawca zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegocjacji pod kątem dostosowania GUD-K do nowych okoliczności.

6. Informacje o zawarciu, realizacji, zmianie i zakończeniu umów oraz przypisaniu sprzedawcy i POB, objęte CSIRE, przekazuje się i weryfikuje zgodnie z IRiESP-OIRE. W zakresie tych procesów nie stosuje się postanowień niniejszego załącznika o powiadomieniu papierowym, terminie 21 dni przed zmianą sprzedawcy, pięciodniowej weryfikacji poza CSIRE ani pełnomocnictwie do przyjęcia oferty sprzedaży rezerwowej. Wstrzymanie i wznowienie dostaw, rozliczenia i reklamacje realizuje się z uwzględnieniem właściwych procesów CSIRE. Pozostałe prawa i obowiązki umowne stron, w tym dotyczące płatności, zabezpieczeń, awarii, odpowiedzialności i dostępu do układów pomiarowych, wykonuje się zgodnie z prawem i IRiESD.

Cześć B

Istotne postanowienia GUD

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:
1. OSDn i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:
   1) IRiESD,
   2) WDB,
   3) IRiESP-OIRE,
   4) Taryfa OSDn,

   a także akty prawa powszechnie obowiązującego.
2. IRiESD zatwierdzona przez *Zarząd Grupy Kęty S.A.* stanowi część GUD. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD zatwierdzone przez *Zarząd Grupy Kęty S.A.*, IRiESP-OIRE lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują OSDn i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań OSDn wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednoczesne obowiązywanie umów:
   1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn a OSP;
   2) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy OSDn a URD;
   3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSDn a OSDp;
   4) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a POB wskazanym przez sprzedawcę - przez wskazanie POB rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
   5) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB a OSP;
   6) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy OSDn a OIRE,
   7) o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy sprzedawcą a OIRE
4. OSDn 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 OSDn zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, w przypadku:
   1) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie urnowy sprzedaży - dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej OSDn;
   2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży- dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSDn.
2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą OSDn określa szczegółowe warunki świadczenia przez OSDn usług dystrybucji oraz zasady współpracy OSDn i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:

l) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OIRE umów sprzedaży;
2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania OSDn i sprzedawcy w tym zakresie;
3) zasady wyłączania z zakresu GUD tych URD, z którymi zawarte urnowy sprzedaży lub umowy o świadczenie usług dystrybucji wygasły lub zostały rozwiązane;
4) wskazanie POB oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB;
5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez OSDn;
7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych pomiarowych URD;
8) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
9) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. OSDn zobowiązuje się w szczególności do:
1. przyjmowania od OIRE powiadomień o zawartych umowach sprzedaży;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OIRE i przyjętymi przez OSDn do realizacji umowami sprzedaży;
3. dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSDn przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
4. pozyskiwania lub wyznaczania danych pomiarowych zgodnie z IRiESD, a także ich udostępniania OIRE poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE oraz TSKB;
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
8. z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE;
9. powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej OSDn;
10. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD, na zasadach określonych w GUD;

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:
1. zgłaszania do OIRE informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB;
2. terminowego regulowania należności wynikających z GUD;
3. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;
4. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD oraz IRiESP-OIRE;
5. niezwłocznego przekazywania OSDn informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
6. zapewnienia bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSDn przez URD.

V. Wymiana danych pomiarowych i rozliczeniowych
1. Dane pomiarowe i informacje rynku energii objęte CSIRE strony przekazują oraz uzyskują w CSIRE zgodnie z rozdziałem C IRiESD i IRiESP-OIRE, w terminach właściwych dla danego procesu. Nie ustanawia się dodatkowego stałego obiegu tych samych danych przez pocztę elektroniczną.

2. W GUD-K OSDn przekazuje przez CSIRE również informacje rozliczeniowe wymagane do wykonania umowy kompleksowej. Podstawą naliczenia usług dystrybucji jest obowiązująca taryfa OSDn, umowa i właściwe przepisy; uwzględnia się należne bonifikaty i zasady rozliczeń prosumentów oraz spółdzielni energetycznych.
3. Dane operacyjne i informacje nieobjęte CSIRE przekazuje się kanałami uzgodnionymi w umowie. Reklamacje i korekty informacji objętych CSIRE realizuje się właściwym procesem. Czynności dotyczące zdarzeń historycznych obsługuje się zgodnie z pkt A.8.2. 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 OSDn odbywa się poprzez CSIRE.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:
1. OSDn i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
   1) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które OSDn i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
   2) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
   3) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
   4) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;
   5) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w GUD wraz z IRiESD;
   6) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB na RB;
   7) niedostępności CSIRE, w tym skutkującym brakiem możliwości przekazywania lub odbierania komunikatu zgodnie z TSKB.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w pkt 1., możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.
   Dla uniknięcia wątpliwości – w sytuacji niedostępności CSIRE w całości - OSDn wstrzymuje realizację GUD w zakresie wszystkich procesów realizowanych poprzez CSIRE, a w przypadku niedostępności CSIRE w części - OSDn wstrzymuje realizację GUD w zakresie tych procesów, dla których występuje niedostępność CSIRE; przy czym wstrzymanie realizacji GUD nie następuje tylko wtedy i tylko w takim zakresie – w jakim w okresie niedostępności CSIRE - w ramach wprowadzonych procedur awaryjnych - OIRE zapewni alternatywny kanał wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu a w szczególności pomiędzy OSD i sprzedawcami energii elektrycznej. Z uwagi na powyższe sprzedawca zobowiązany jest zapewnić, by w okresie niedostępności CSIRE - wiążące go stosunki prawne a w szczególności umowy sprzedaży energii – odpowiednio: nie wchodziły w życie albo ulegały odpowiedniemu przedłużeniu - do czasu ustania stanu niedostępności CSIRE lub zapewnienia alternatywnego kanału wymiany informacji przez OIRE.

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 OSDn.

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.
2. Szczegółowe zasady postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych, zawarte są w IRiESD oraz 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. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania na stronie internetowej OSDn zmian IRiESD, w Biuletynie URE zmian IRiESP-OIRE lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSDn najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone OSDn 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, IRiESP-OIRE lub zmienionych WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD, IRiESP-OIRE lub nowych WDB.

X. Sprzedaż rezerwowa

1. Sprzedaż rezerwowa jest uruchamiana przez OIRE i świadczona przez sprzedawcę rezerwowego na zasadach art. 5ac-5af Ustawy oraz rozdziału A.7. IRiESD. Z chwilą poinformowania sprzedawcy rezerwowego przez OIRE odpowiednia umowa z odbiorcą powstaje z mocy prawa.
2. Odbiorca nie jest zobowiązany do wyboru sprzedawcy rezerwowego, udzielenia OSDn pełnomocnictwa do zawarcia umowy rezerwowej ani złożenia dodatkowego oświadczenia warunkującego jej uruchomienie. Nie stosuje się klauzul o przyjmowaniu przez OSDn oferty sprzedaży rezerwowej w imieniu odbiorcy.

3. OSDn przekazuje i aktualizuje informacje wymagane w CSIRE oraz publikuje informacje o sprzedawcy rezerwowym w zakresie wynikającym z Ustawy i IRiESD. Sprzedawca rezerwowy przekazuje OSDn aktualny adres swojej strony internetowej, na której zamieszcza informacje o cenie, warunkach świadczenia i wzorze umowy sprzedaży rezerwowej. Informację o zmianie adresu strony przekazuje drogą elektroniczną, na adres wskazany w GUD albo GUD-K, co najmniej 14 dni kalendarzowych przed wprowadzeniem zmiany. W przypadku zmiany nieprzewidzianej lub niezależnej od sprzedawcy rezerwowego przekazuje informację niezwłocznie po powzięciu wiadomości o zmianie.
4. Sprzedawca rezerwowy wykonuje obowiązki informacyjne, dostarcza umowę i dokonuje rozliczeń na zasadach art. 5ad Ustawy. Odbiorca może wybrać nowego sprzedawcę i wypowiedzieć umowę rezerwową na zasadach Ustawy. Rozpoczęcie realizacji umowy z nowym sprzedawcą powoduje zakończenie sprzedaży rezerwowej bez odrębnego wypowiedzenia.
5. Wyłączenia uruchomienia, limit ceny, zastępstwo sprzedawcy rezerwowego i zakończenie sprzedaży rezerwowej określają Ustawa i rozdział A.7. IRiESD.

XI. Postanowienia końcowe:
1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy OSDn a Sprzedawcą wynikające z GUD będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby OSDn.
3. GUD jest sporządzona w języku polskim.
4. 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 OSDn i Sprzedawca niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel. Postanowienia powyższe stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD stanie się nieważne.
5. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD, OSDn i Sprzedawca zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegocjacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.
6. Informacje o zawarciu, realizacji, zmianie i zakończeniu umów oraz przypisaniu sprzedawcy i POB, objęte CSIRE, przekazuje się i weryfikuje zgodnie z IRiESP-OIRE. W zakresie tych procesów nie stosuje się postanowień niniejszego załącznika o powiadomieniu papierowym, terminie 21 dni przed zmianą sprzedawcy, pięciodniowej weryfikacji poza CSIRE ani pełnomocnictwie do przyjęcia oferty sprzedaży rezerwowej. Wstrzymanie i wznowienie dostaw, rozliczenia i reklamacje realizuje się z uwzględnieniem właściwych procesów CSIRE. Pozostałe prawa i obowiązki umowne stron, w tym dotyczące płatności, zabezpieczeń, awarii, odpowiedzialności i dostępu do układów pomiarowych, wykonuje się zgodnie z prawem i IRiESD.

Załącznik nr 5 - *Standardowe profile zużycia wykorzystywane w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW*

Standardowe profile wykorzystuje się wyłącznie w przypadkach określonych w rozdziale F. Przed rozpoczęciem stosowania OSDn publikuje rejestr profili obejmujący identyfikator, grupę odbiorców, rozdzielczość, okres obowiązywania i wartości albo jednoznaczne odesłanie do profilu uzgodnionego z OSDp, opublikowanego w dokumentacji IRiESD tego operatora. Profil uzgodniony dla danego roku i grupy odbiorców ma pierwszeństwo przed nieaktualnymi wartościami zamieszczonymi w niniejszym załączniku. Zmiana rozdzielczości profili na kolejny rok następuje dopiero według zatwierdzonych zasad i obowiązującego terminu ich stosowania; nie zmienia się wstecz rozliczeń za wcześniejsze okresy.

Grupa Kety S.A.

Profil A		,Odbiorcy z grupy taryfowej C11, C11em, C11s																						
Sezon	Typ dnia	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00
Styczeń	Roboczy	0,084953	0,082804	0,081748	0,081515	0,083284	0,092121	0,119435	0,159073	0,198562	0,225080	0,235935	0,237564	0,236303	0,231109	0,223778	0,210415	0,196913	0,178738	0,154689	0,136006	0,120714	0,106905	0,096264	0,089961
	Sobota	0,087110	0,084525	0,082691	0,081915	0,082119	0,085883	0,095701	0,104916	0,119315	0,139306	0,151956	0,155235	0,151397	0,140374	0,126368	0,118628	0,118816	0,120321	0,116946	0,112014	0,107223	0,100675	0,094516	0,089670
	Ndz./Św	0,084706	0,082323	0,080661	0,079663	0,079079	0,079841	0,082804	0,083366	0,084150	0,090891	0,096996	0,100060	0,101043	0,100356	0,099602	0,100389	0,105287	0,109391	0,108321	0,105219	0,100720	0,096088	0,090298	0,085719
Luty	Roboczy	0,083715	0,081692	0,080764	0,080581	0,082569	0,091794	0,117528	0,152551	0,191040	0,216471	0,225964	0,227153	0,225093	0,218634	0,210835	0,197130	0,182435	0,171670	0,153086	0,134689	0,119369	0,105274	0,094791	0,088547
	Sobota	0,084591	0,082262	0,080896	0,080253	0,080594	0,084492	0,093003	0,100056	0,116331	0,135163	0,146801	0,148850	0,144539	0,134096	0,120668	0,112521	0,109561	0,114068	0,114278	0,109468	0,104600	0,098155	0,092008	0,086772
	Ndz./Św	0,083010	0,080627	0,078987	0,078058	0,077522	0,078260	0,079594	0,078570	0,081600	0,087605	0,093895	0,097304	0,097825	0,097034	0,095860	0,095569	0,096542	0,102903	0,104974	0,102564	0,098084	0,093136	0,087747	0,083054
Marzec	Roboczy	0,077287	0,075243	0,074145	0,074059	0,075752	0,083177	0,103647	0,136853	0,173694	0,198004	0,207291	0,209532	0,208971	0,203671	0,196360	0,182030	0,166125	0,152519	0,141715	0,127400	0,112959	0,098916	0,088171	0,081732
	Sobota	0,079658	0,077084	0,075598	0,074865	0,075413	0,077476	0,081358	0,089962	0,105631	0,122349	0,132969	0,135008	0,131486	0,122219	0,110631	0,102834	0,098807	0,098586	0,103878	0,102541	0,098372	0,092186	0,086090	0,081234
	Ndz./Św	0,077910	0,075686	0,075012	0,073589	0,073014	0,072642	0,069575	0,070574	0,074286	0,079999	0,085016	0,087907	0,088499	0,088078	0,087638	0,087043	0,086839	0,089008	0,094416	0,095069	0,092506	0,087558	0,082019	0,077696
Kwiecień	Roboczy	0,067868	0,065921	0,064825	0,064454	0,065731	0,070574	0,087592	0,117681	0,149656	0,171282	0,179875	0,182537	0,182435	0,177931	0,171556	0,158943	0,144342	0,130215	0,115445	0,106724	0,102448	0,090311	0,079627	0,073021
	Sobota	0,069477	0,067009	0,065301	0,064345	0,064349	0,064627	0,067533	0,075654	0,089893	0,105206	0,114953	0,117617	0,115155	0,108104	0,098193	0,091057	0,086631	0,084267	0,082858	0,082952	0,087186	0,082973	0,076850	0,071360
	Ndz./Św	0,067943	0,065742	0,064174	0,063170	0,062531	0,060155	0,057220	0,059141	0,063606	0,069264	0,074329	0,077521	0,078255	0,078082	0,077939	0,077069	0,076207	0,075663	0,075072	0,076544	0,081319	0,078317	0,072681	0,068062
Maj	Roboczy	0,066904	0,064554	0,063315	0,062752	0,061678	0,063031	0,082112	0,112081	0,144666	0,167703	0,177377	0,181741	0,183348	0,180234	0,174574	0,161741	0,146740	0,132035	0,116307	0,104199	0,096140	0,090104	0,079524	0,072418
	Sobota	0,068394	0,065642	0,063796	0,062815	0,060905	0,058087	0,063703	0,072574	0,086798	0,102139	0,112875	0,116558	0,115132	0,109404	0,100683	0,093943	0,089473	0,087050	0,085239	0,082915	0,083086	0,083474	0,077423	0,071641
	Ndz./Św	0,067345	0,064639	0,062889	0,061758	0,059238	0,054313	0,055199	0,058644	0,064367	0,071044	0,077194	0,081049	0,082369	0,082614	0,081825	0,081130	0,080062	0,079180	0,078082	0,076978	0,076987	0,079037	0,073469	0,068187
Czerwiec	Roboczy	0,066607	0,064008	0,062500	0,061681	0,058792	0,060447	0,079094	0,107706	0,138836	0,162725	0,174195	0,179593	0,182594	0,181018	0,176550	0,165279	0,151110	0,135970	0,118662	0,105478	0,094386	0,088599	0,080066	0,072457
	Sobota	0,069456	0,066368	0,064257	0,062822	0,058828	0,056894	0,063729	0,073083	0,088213	0,104957	0,117059	0,121380	0,120542	0,114388	0,105340	0,097899	0,092878	0,089500	0,086981	0,084077	0,081729	0,082081	0,078031	0,072151
	Ndz./Św	0,068009	0,065167	0,063256	0,061651	0,057143	0,053039	0,054288	0,057526	0,063460	0,070762	0,077738	0,081898	0,083791	0,084239	0,084291	0,083324	0,082832	0,081201	0,079534	0,078046	0,075400	0,077359	0,073510	0,068126
Lipiec	Roboczy	0,065718	0,063303	0,061879	0,061190	0,059615	0,059802	0,074387	0,099263	0,127103	0,149549	0,162265	0,168561	0,171102	0,170965	0,167572	0,158570	0,145545	0,130517	0,114131	0,101763	0,091978	0,087727	0,078786	0,071662
	Sobota	0,067586	0,064728	0,063014	0,061852	0,059126	0,056199	0,062027	0,070946	0,085601	0,102902	0,115280	0,119862	0,119077	0,113270	0,104366	0,096502	0,091596	0,088545	0,086285	0,083352	0,080988	0,081886	0,076875	0,071084
	Ndz./Św	0,066737	0,063983	0,062231	0,060853	0,057476	0,052540	0,053010	0,055921	0,061178	0,068685	0,075681	0,079814	0,081660	0,082061	0,082170	0,081731	0,080751	0,079652	0,078298	0,076905	0,074507	0,077229	0,073246	0,067737
Sierpień	Roboczy	0,066745	0,064308	0,062938	0,062289	0,062734	0,063993	0,076520	0,101095	0,130147	0,153740	0,167875	0,175373	0,178207	0,177902	0,174312	0,164792	0,151012	0,135477	0,118268	0,106051	0,100283	0,091114	0,079766	0,072539
	Sobota	0,069892	0,067170	0,065359	0,064181	0,063730	0,062376	0,065901	0,074080	0,088580	0,104777	0,117107	0,121305	0,120078	0,113758	0,104859	0,097998	0,093527	0,090240	0,087661	0,085696	0,087573	0,084980	0,077799	0,071805
	Ndz./Św	0,067574	0,065017	0,063242	0,062059	0,061063	0,057057	0,055083	0,057201	0,062337	0,069214	0,075667	0,079774	0,081356	0,082445	0,082542	0,081859	0,080786	0,079674	0,078336	0,077226	0,079618	0,078376	0,072299	0,066818
Wrzesień	Roboczy	0,064354	0,062383	0,061185	0,060820	0,061847	0,067546	0,084226	0,111993	0,143894	0,165823	0,174458	0,178168	0,179801	0,176746	0,170811	0,157615	0,143077	0,128703	0,115499	0,110139	0,099773	0,086478	0,075947	0,069316
	Sobota	0,066734	0,064331	0,062721	0,061744	0,061738	0,063437	0,066611	0,072927	0,086737	0,102032	0,111806	0,115387	0,113597	0,107676	0,098826	0,091988	0,087551	0,084918	0,084921	0,088477	0,087262	0,080954	0,074560	0,069438
	Ndz./Św	0,065463	0,063108	0,061453	0,060357	0,059713	0,059485	0,056924	0,056643	0,060758	0,066818	0,072410	0,075904	0,077178	0,077564	0,077444	0,077062	0,076465	0,075971	0,076867	0,081796	0,080662	0,075666	0,070049	0,065460
Październik	Roboczy	0,067561	0,065705	0,064631	0,064322	0,065590	0,072706	0,095273	0,126330	0,161040	0,182882	0,189552	0,191239	0,190895	0,186194	0,179518	0,165909	0,151386	0,138993	0,130052	0,117595	0,103010	0,089399	0,078961	0,072692
	Sobota	0,070041	0,067595	0,065925	0,064875	0,064925	0,067651	0,074992	0,080493	0,093291	0,109222	0,119676	0,122653	0,119967	0,113727	0,104107	0,096398	0,091967	0,091609	0,096794	0,095310	0,090891	0,084276	0,078003	0,072804
	Ndz./Św	0,068512	0,066186	0,064692	0,063524	0,063035	0,063588	0,064407	0,063272	0,066694	0,073105	0,078738	0,082083	0,082923	0,083132	0,082620	0,081949	0,081775	0,083033	0,087782	0,088261	0,084130	0,079333	0,073561	0,068990
Listopad	Roboczy	0,073272	0,071275	0,070190	0,069809	0,071365	0,079662	0,104193	0,137895	0,176869	0,201630	0,210774	0,212797	0,212187	0,208322	0,203655	0,193035	0,183475	0,165701	0,143957	0,125842	0,109882	0,095623	0,084961	0,078775
	Sobota	0,073974	0,071612	0,070007	0,069157	0,069156	0,072694	0,079613	0,085932	0,101204	0,117879	0,128770	0,131218	0,128505	0,120548	0,110431	0,104697	0,106858	0,106297	0,102860	0,098833	0,094041	0,087959	0,081935	0,077021
	Ndz./Św	0,072981	0,070619	0,069008	0,067931	0,067298	0,068063	0,068953	0,067160	0,071003	0,077056	0,083006	0,086682	0,088154	0,088222	0,087827	0,089148	0,095636	0,097039	0,094954	0,092817	0,088336	0,083410	0,077481	0,073174
Grudzień	Roboczy	0,079590	0,077380	0,076136	0,075843	0,077426	0,086084	0,112210	0,150099	0,189589	0,216251	0,226963	0,229947	0,228736	0,224412	0,218393	0,207240	0,196004	0,175251	0,152046	0,132849	0,116577	0,102713	0,091672	0,084947
	Sobota	0,081195	0,078442	0,076634	0,075767	0,075751	0,079605	0,088725	0,097731	0,112379	0,131050	0,144201	0,147369	0,144682	0,135727	0,123593	0,118047	0,118381	0,115284	0,111249	0,106076	0,100955	0,094670	0,088005	0,082271
	Ndz./Św	0,079667	0,077050	0,075605	0,074300	0,073820	0,074925	0,077795	0,078712	0,079963	0,087146	0,094451	0,097801	0,098942	0,098784	0,098772	0,101259	0,106972	0,106324	0,104497	0,101527	0,096846	0,091223	0,085153	0,080648