INSTRUKCJA
RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Spis treści

CZĘŚĆ OGÓLNA **5**

I.A. POSTANOWIENIA OGÓLNE **7**

I.B. PODSTAWY PRAWNE OPRACOWANIA IRIESD **7**

I.C. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY IRIESD ORAZ STRUKTURA IRIESD **7**

I.C.1. Zakres zagadnień podlegający uregulowaniu w IRiESD oraz struktura IRiESD *7*
I.C.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD *8*

I.D. WEJŚCIE W ŻYCIE IRIESD ORAZ TRYB DOKONYWANIA I WPROWADZANIA ZMIAN IRIESD **9**

I.D.1. Wejście w życie IRiESD *9*
I.D.2. Tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD *9*

I.E. WSPÓŁPRACA Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO ELEKTROENERGETYCZNEGO **11**

WARUNKI KORZYSTANIA, PROWADZENIA RUCHU, EKSPLOATACJI I PLANOWANIA ROZWOJU SIECI **12**

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE **13**

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH **13**

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA 13
II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA 18
II.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 19

III. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ **42**

III.1. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH 42
III.2. WARUNKI ŚWIADCZENIA PRZEZ OSD USŁUG DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ 42
III.3. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU 43

IV. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI **47**

IV.1. PRZEPISY OGÓLNE 47
IV.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI 48
IV.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI 48
IV.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH 49
IV.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA 49
IV.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH 51
IV.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH 51
IV.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO 52
IV.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA 52
IV.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH 52
IV.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC 53

V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ *OSD* **54**

V.1. OBOWIĄZKI OSD 54
V.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 54
V.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ 54
V.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ 55
V.5. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 55
V.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 56
V.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE 57

V.8. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 58
V.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD 59

VI. WSPÓŁPRACA *OSD* Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU 60

VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY *OSD* I UŻYTKOWNIKA SYSTEMU 61

VII.1. DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 61
VII.2. INFORMACJE UDOSTĘPNIANE PRZEZ OSD 63

VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH 66

IX. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO .. 67

IX.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE 67
IX.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 68
IX.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 68

X. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ *OSD* 73

XI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 73

XI.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WARUNKACH NORMALNYCH PRACY SIECI 73

XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 74

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 76

A. POSTANOWIENIA OGÓLNE 77

A.1. POSTANOWIENIA WSTĘPNE 77
A.2. WARUNKI FORMALNO-PRAWNE UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA 78
A.3. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH 80
A.4. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ 82

B. PROCEDURA ZGŁASZANIA DO REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD 83

B.1. ZASADY OGÓLNE 83
B.2. WERYFIKACJA ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ 84

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH 86

C.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 86

D. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE 89

E. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE 91

F. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY 92

F.1. WYMAGANIA OGÓLNE 92
F.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ 93
F.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI 93

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA 95

H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI 98

I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI 99

I.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW 99
I.2. POJĘCIA I DEFINICJE 100

CZĘŚĆ OGÓLNA

I.A. Postanowienia ogólne

I.A.1. *Lewandpol ProEnergia sp. z o.o. z siedzibą w 09-407 Płock ul. Otolińska 8, NIP: 7743139762 wpisaną do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XIV Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000344897 kapitał zakładowy równy: 5000,00 zł, kapitał zakładowy wpłacony: 5000,00 zł,*

adres do korespondencji:

Lewandpol ProEnergia sp. z o.o.
al. Armii Ludowej 28
00-609 Warszawa

tel: 48 22 656 20 60
fax: 48 22 656 20 63
mail: mazovia@grupa-energia.pl
www.proene.pl

będąc operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (dalej „*OSD*"), zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, tekst jednolity Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 wraz z późniejszymi zmianami (dalej „ustawa Prawo energetyczne"), jest przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialnym za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

I.A.2. Zakres obowiązków *OSD* został określony w art. 9c ust. 3 ustawy Prawo Energetyczne.

I.A.3. *OSD* został wyznaczony decyzją Prezesa URE nr DPE-4711-4(11)/2012/19654/KL z dnia 21 lutego 2012 roku od dnia 1 kwietnia 2012 roku.

I.A.4. *OSD* posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/244/19654/W/OWA/2010/IRŚ z dnia 27 kwietnia 2010 roku, wydaną przez Prezesa URE, na podstawie której świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej (zwane dalej „usługami dystrybucji").

I.A.5. *OSD* ponosi odpowiedzialność za skutki swoich działań lub skutki zaniechania działań zgodnie z obowiązującym prawem i zawartymi umowami.

I.A. Postanowienia ogólne

I.A.6. Użytkownicy systemu, w tym URD, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci *OSD* lub korzystający z usług świadczonych przez *OSD* są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej „IRiESD") stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.A.7. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących warunków:

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

I.B. Podstawy prawne opracowania IRiESD

I.B.1. IRiESD została opracowana przez *OSD* na podstawie ustawy Prawo energetyczne.

I.B.2. IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:

a) zawarte w krajowych aktach prawnych, w szczególności w ustawie Prawo energetyczne oraz wydanych na jej podstawie aktach wykonawczych;
b) wynikające z koncesji *OSD* na dystrybucję;
c) określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;

I.C. Zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD oraz struktura IRiESD

I.C.1. Zakres zagadnień podlegający uregulowaniu w IRiESD oraz struktura IRiESD

I.C.1.1. IRiESD składa się z następujących części:

a) IRiESD - Część ogólna;
b) IRiESD - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci;
c) IRiESD - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

I.C.1.2. IRiESD - Część ogólna określa w szczególności informacje o *OSD*, warunki opracowania i stosowania IRiESD, zakres przedmiotowy i podmiotowy IRiESD, tryb wchodzenia w życie, tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD oraz informacje o sposobie współpracy z OSDp i OSP.

I.C.1.3. IRiESD - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania

rozwoju sieci określa w szczególności:

a) zasady przyłączania do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych,

b) wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych,

c) warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej,

d) zasady eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci,

e) zasady prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej *OSD*,

f) zasady współpracy *OSD* z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu,

g) zasady wymiany informacji pomiędzy *OSD* i użytkownikami systemu,

h) warunki i sposób planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych,

i) zasady dotyczące bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,

j) standardy techniczne bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej *OSD*,

k) parametry jakościowe energii elektrycznej,

l) wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

I.C.1.4. IRiESD - Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi określa w szczególności:

I. warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,

II. procedurę powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej,

III. zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,

IV. procedurę zmiany sprzedawcy.

V. zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

I.C.1.5. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte, w zależności od potrzeb, do stosowania przez *OSD* instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.

I.C.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD

I.C.2.1. Postanowienia IRiESD obowiązują:

a) operatorów systemów dystrybucyjnych,

b) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD*,

c) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD*,

d) przedsiębiorstwa obrotu,

e) sprzedawców,

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

g) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od a) do f).

I.D. Wejście w życie IRiESD oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD

I.D.1. Wejście w życie IRiESD

I.D.1.1. IRiESD, jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu przez Zarząd *OSD*.

I.D.1.2. IRiESD oraz wszelkie zmiany IRiESD wchodzą w życie z datą określoną przez Zarząd *OSD*.

I.D.1.3. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.

I.D.1.4. *OSD* publikuje obowiązującą IRiESD na swojej stronie internetowej oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.D.2. Tryb dokonywania i wprowadzania zmian IRiESD

I.D.2.1. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD (dalej „Karta aktualizacji").

I.D.2.2. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.D.2.3. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:

a) przyczynę aktualizacji IRiESD;

b) zakres aktualizacji IRiESD;

c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD.

Karty aktualizacji stanowią załączniki do IRiESD.

I.D.2.4. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:

a) *OSD* 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 *OSD* publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie

nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.

I.D.2.5. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.D.2.6. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje *OSD*:

a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,

b) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,

c) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, w tym uzasadnienie braku uwzględnienia uwagi,

d) publikuje na swojej stronie internetowej nową wersję IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z raportem z procesu konsultacji.

I.D.2.7. IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzonych zmian *OSD* publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.E. Współpraca z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego

I.E.2.1. *OSD* realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatorów systemów dystrybucyjnych, z których siecią dystrybucyjną jest połączony, a którzy jednocześnie posiadają bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (dalej nazywanych również w skrócie „OSDp"). Zgodnie z postanowieniami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, *OSD* realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego jako OSDn tj. operator systemu dystrybucyjnego nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi.

I.E.2.2. *OSD* współpracuje z Operatorem Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem odpowiednich do lokalizacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych przyłączonych do Sieci Przesyłowej.

WARUNKI KORZYSTANIA, PROWADZENIA RUCHU, EKSPLOATACJI I PLANOWANIA ROZWOJU SIECI

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1. *OSD* jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator sytemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci, której jest właścicielem (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną *OSD*"), zgodnie z niniejszą częścią IRiESD (zwaną dalej „IRiESD-Korzystanie").

I.2. *OSD* realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego określone w IRiESD-Korzystanie w systemie dystrybucyjnym, którego obszar został określony w decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu *OSD* operatorem systemu dystrybucyjnego.

I.3. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD-Korzystanie dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny *OSD*, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.4. W zakresie realizacji obowiązków określonych w IRiESD-Korzystanie *OSD* współpracuje z Operatorem Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem odpowiednich do lokalizacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych przyłączonych do Sieci Przesyłowej.

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH

II.1. Zasady przyłączania

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej *OSD* następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez *OSD* oraz określonych w ustawie Prawo energetyczne.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej *OSD* obejmuje:

1) pozyskanie przez podmiot od *OSD* wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia;
2) złożenie przez podmiot u *OSD* wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez *OSD*;
3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez *OSD* we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia;

4) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to *OSD* niezwłocznie zwraca zaliczkę, informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia i pozostawia wniosek bez rozpatrzenia;

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

6) pisemne potwierdzenie przez *OSD*, złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku;

7) dla podmiotów przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV pisemne potwierdzenie złożenia wniosku następuje w wydanych warunkach przyłączenia;

8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez *OSD* ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW;

9) wydanie przez *OSD* warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;

10) zawarcie umowy o przyłączenie;

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

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

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

II.1.3. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa *OSD*. Wzory wniosków *OSD* udostępnia na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie *OSD*.

II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.

II.1.5. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy dołączyć:

a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,

b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w

którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,

c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,

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

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

f) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu,

g) bilans mocy dla obiektów wielolokalowych zgodnie z załączonym do wniosku szablonem.

II.1.6. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa *OSD*.

II.1.7. Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

a) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,

b) miejsce dostarczania energii elektrycznej,

c) moc przyłączeniową,

d) rodzaj połączenia z siecią dystrybucyjną *OSD* instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia,

e) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,

f) wymagania wynikające z IRiESD,

g) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,

h) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,

i) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,

j) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym, ,

k) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej

l) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:

— wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,

— prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;

m) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,

n) wymagania w zakresie:

— dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,

— zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,

— wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,

— ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.

o) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,

p) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

II.1.8. Miejscem dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V, za wyjątkiem źródeł energii elektrycznej, zależnie od rodzaju przyłącza, są:

1) przy zasilaniu z elektroenergetycznej linii napowietrznej przyłączem wykonanym pojedynczymi przewodami fazowymi - zaciski prądowe przewodów przy izolatorach stojaka dachowego lub konstrukcji wsporczej w ścianie budynku, na wyjściu w kierunku instalacji odbiorcy;

2) przy zasilaniu kablem ziemnym lub przyłączem kablowym z linii napowietrznej - zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu, w kierunku instalacji odbiorcy;

3) przy zasilaniu przyłączem napowietrznym, wykonanym wielożyłowym przewodem izolowanym - zaciski prądowe, o których mowa w pkt 1, lub zaciski prądowe na wejściu przewodów od zabezpieczenia w złączu w kierunku

instalacji odbiorcy, w zależności od przyjętego rozwiązania technicznego;

4) w budynkach wielolokalowych - zaciski prądowe na wyjściu od zabezpieczeń głównych w złączu, w kierunku instalacji odbiorców;

5) w złączu zintegrowanym z układem pomiarowo-rozliczeniowym - zaciski na listwie zaciskowej w kierunku instalacji odbiorczej.

W uzgodnionych z przyłączanym podmiotem przypadkach dopuszcza się określenie miejsca dostarczania energii w sposób inny niż podany powyżej.

II.1.9. *OSD* wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

2) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.

II.1.10. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie.

II.1.11. Wraz z określonymi przez *OSD* warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

II.1.12. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez *OSD* realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.13. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej *OSD* powinna zawierać co najmniej:

1) strony zawierające umowę,

2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,

3) termin realizacji przyłączenia,

4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,

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

6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,

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

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

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

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

11) moc przyłączeniową,

12) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z *OSD*,

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

14) okres obowiązywania umowy oraz warunki jej wejścia w życie i rozwiązania.

II.1.14. *OSD* ma prawo do kontroli spełniania przez przyłączane oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

II.1.15. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.14., reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.

II.1.16. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję współpracy podlegającą uzgodnieniu z *OSD* przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

II.1.17. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej *OSD* urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

II.1.18. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 5 MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej *OSD* są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Kopie zgłoszeń przesyłane są do *OSD*.

II.2. Zasady odłączania

II.2.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej *OSD* określone w niniejszym rozdziale obowiązują *OSD* oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.

II.2.2. *OSD* odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej *OSD* w przypadku:

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

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

II.2.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej *OSD* składany przez podmiot zawiera w szczególności:

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

b) przyczynę odłączenia,

c) proponowany termin odłączenia.

II.2.4. *OSD* ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej *OSD* uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez *OSD* o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu *OSD* informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.

II.2.5. *OSD* dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej *OSD* uzgadnia z *OSD* tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

II.2.6. *OSD* uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp, tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej *OSD* ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.

II.2.7. *OSD* uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, dla których wymagane jest uzgodnienie z operatorem systemu przesyłowego warunków przyłączenia. Uzgodnienie to odbywa się na zasadach opisanych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub umowie zawartej z OSDp.

II.2.8. W niezbędnych przypadkach *OSD* zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej *OSD*, określające w szczególności:

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

b) termin odłączenia,

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

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

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

II.3. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.3.1. Wymagania ogólne

II.3.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych *OSD* 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 niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobraną energię elektryczną.

II.3.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.3., 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 URE.

II.3.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD* nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i pkt XI.1.3 oraz pkt XII.1 IRiESD-Korzystanie, 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 XI.1.3 oraz pkt XII.1 niniejszej IRiESD.

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 *OSD*.

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

II.3.2.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci SN i nN, określone są w pkt.II.3.5 IRiESD-Korzystanie.

II.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.3.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych są ustalane pomiędzy wytwórcą a *OSD*, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale.

II.3.3.2. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Istniejące jednostki wytwórcze muszą spełniać przedmiotowe wymagania techniczne po ich remoncie lub modernizacji oraz w innych przypadkach przewidzianych w niniejszej IRiESD – Korzystanie.

II.3.3.3. *OSD* określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.

II.3.3.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla *OSD*.

II.3.3.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej, powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. *OSD* decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.

II.3.3.6. Moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.

II.3.3.7. 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.

II.3.3.8. *OSD* koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. II.3.3.7. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy.

Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.

Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie

II.3.3.9. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz niezależne zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami pkt.II.3.5.8 IRiESD – Korzystanie. Zabezpieczenia podstawowe i dodatkowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i

normami.

II.3.3.10. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa *OSD* w warunkach przyłączenia.

II.3.3.11. 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.

II.3.3.12. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z *OSD*.

II.3.3.13. 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 uzgodnione z *OSD*.

II.3.3.14. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w niniejszym rozdziale dotyczą mikroinstalacji - współpracujących z siecią dystrybucyjną, tzn.:

a) przyłączone bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN;

b)przyłączone do wewnętrznej sieci nN odbiorcy zasilanej z sieci dystrybucyjnej *OSD*.

II.3.3.15. Przy określaniu wymagań dla jednostek wytwórczych *OSD* współpracuje z OSDp, a w szczególności w sprawach nieuregulowanych stosuje się odpowiednio zapisy IRiESD *OSDp*.

II.3.3.16. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN i nN, określone są w pkt.II.3.5.8 IRiESD-Korzystanie.

II.3.4. Wymagania techniczne dla linii bezpośrednich

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

II.3.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1. IRiESD-Korzystanie.

II.3.4.3. W uzasadnionych przypadkach *OSD* może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.3.4.2. IRiESD-Korzystanie.

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.3.4 oraz II.3.5. IRiESD-Korzystanie.

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

II.3.4.6. *OSD* może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania

techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD-Korzystanie.

II.3.4.7. *OSD* może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

II.3.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej *OSD*.

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 budowanych i modernizowanych.

II.3.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez *OSD*. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez *OSD*.

II.3.5.1.3. 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.3.5.1.4. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

II.3.5.1.5. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawiera co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.

II.3.5.1.6. *OSD* określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.3.5.1.7. *OSD* dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

II.3.5.1.8. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.3.5.1.9. Nastawy EAZ, powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączania zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiorczości i selektywności wyłączeń. 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.3.5.1.10. 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.3.5.1.11. 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 –Korzystanie mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.

II.3.5.1.12. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.

II.3.5.1.13. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.

II.3.5.1.14. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.

II.3.5.1.15. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

II.3.5.1.16. 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.3.5.1.17. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej *OSD* zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. 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. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.

II.3.5.1.18. 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.3.5.1.19. 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.3.5.1.20. *OSD* prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD- Korzystanie oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.3.5.1.21. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej *OSD* zobowiązane są do eksploatowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego *OSD,* a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z *OSD* w szczególności podmiotom tym zabrania się:

1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,

2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,

3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.3.5.1.22. *OSD* może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.3.5.1.23. 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.3.5.1.24. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej *OSD* podlegają im również urządzenia EAZ.

II.3.5.2. Wymagania dla linii SN

II.3.5.2.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.3.5.2.2. 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.3.5.2.3. 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.3.5.2.4. 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.3.5.2.5. 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.3.5.2.6. 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.3.5.2.7. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe,

2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,

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

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

5) umożliwiające współpracę ze stacyjną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,

6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli *OSD* tego wymaga.

II.3.5.2.8. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,

2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,

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

4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt,

5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,

6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.3.5.2.9. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,

2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,

3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt,

4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone

kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,

oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.3.5.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.3.5.3.1. 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.3.5.3.2. 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. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.3.5.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji określa *OSD*:

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.

II.3.5.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.3.5.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,

2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,

3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,

4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

II.3.5.5. Wymagania dla łączników szyn

II.3.5.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,

2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie ma być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),

3) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego.

II.3.5.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.3.5.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,

2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN,

Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażyć w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.3.5.7 Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.3.5.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozprowadzeniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,

2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z *OSD*,

3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,

4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać

zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,

5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.

II.3.5.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczątkowego (zalecane),

2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których

przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.3.5.8. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.3.5.8.1. 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.3.5.8.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.3.5.8.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

1) zabezpieczenia nadprądowe,

2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,

3) zabezpieczenie od pracy niepełnofazowej.

II.3.5.8.4. *OSD* decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.

II.3.5.8.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z *OSD* lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą t=f(U) podaną w Załączniku nr 1.

II.3.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki

II.3.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują *OSD* oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

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 powinno być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,

e) 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 rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

II.3.6.3. 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.3.6.4. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.3.6.5. Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

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

II.3.7.1 Wymagania ogólne

II.3.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD-Bilansowanie obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,

b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie Instrukcji skorzystają z prawa

wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu. Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać po raz pierwszy z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w IRiESD-Bilansowanie, przy czym dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, podlega weryfikacji przez *OSD*. *OSD* dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy w przypadku, gdy jest on właścicielem tego układu. Układ pomiarowo-rozliczeniowy powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych C1x lub w uzasadnionych przypadkach C2x, dla których *OSD* może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

II.3.7.1.2. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych i oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz ze świadectwem legalizacji przekładnika lub jego badań kontrolnych przekazuje do *OSD*.

II.3.7.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.3.7.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,

b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,

c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia,

Za zgodą *OSD*, w uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 800 kVA włącznie.

II.3.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

II.3.7.1.6. *OSD* wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.3.7.1.7. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych 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 dzieli się na 10 kategorii:

a) kat. A1 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej 30 MVA i wyższej,

b) kat. A2 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,

c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej mniejszej niż 1 MVA,

d) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektryczne nie mniejszym niż 200 GWh,

e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),

f) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),

g) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),

h) kat. B5 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektryczne mniejszym niz 200 MWh,

i) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,

j) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych grup jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości

jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii.

II.3.7.1.8. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzony w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,

b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,

c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,

d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

II.3.7.1.9. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

a) dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,

b) dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.

Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.

II.3.7.1.10. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa operator systemu dystrybucyjnego, w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.3.7.1.11. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się miedzy 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.3.7.1.12. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

II.3.7.1.13. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być 5. Dopuszcza się wartość współczynnika bezpieczeństwa przyrządu (FS) 10 dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych istniejących.

II.3.7.1.14. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.

II.3.7.1.15. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt II.3.7.1.8., dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

II.3.7.1.16. W przypadku zmiany charakteru odbioru, *OSD* może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).

II.3.7.1.17. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez Strony umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.3.7.1.18. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.

II.3.7.1.19. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego na swój koszt i swoim staraniem demontuje wskazany element układu pomiarowego w obecności przedstawiciela drugiej Strony umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej w terminie do 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

II.3.7.1.20. *OSD* przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż *OSD*, to podmiot ten ma obowiązek przekazać *OSD* zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.3.7.1.21. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty demontażu i sprawdzenia.

II.3.7.1.22. *OSD* przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.3.7.1.23. Jeżeli *OSD* nie jest właścicielem układu pomiarowego, *OSD* zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go

dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.3.7.1.24.

II.3.7.1.24. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. *OSD* ma obowiązek umożliwić przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.3.7.1.25. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.3.7.1.24. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.3.7.1.26. Na czas niesprawności elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

W uzasadnionych przypadkach, na okres trwania niesprawności elementu układu pomiarowego, *OSD* może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej instrukcji.

II.3.7.1.27. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.3.7.1.19. i II.3.7.1.25., a *OSD* dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.

II.3.7.1.28. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.

II.3.7.1.29. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, *OSD* wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.3.7.2 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. A.

II.3.7.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż

1 dla energii biernej,

c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

II.3.7.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,

c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

II.3.7.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,

c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.

II.3.7.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo – rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo - rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:

a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w punkcie II.3.7.2.1.,

b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w punkcie II.3.7.2.2.

II.3.7.2.5. Ponadto układy pomiarowe kategorii A1, A2, A3 powinny:

a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,

b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,

c) umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.3.7.2.6. Transmisja danych z układów pomiarowo - rozliczeniowych kategorii A1, A2, i

A3 powinna być realizowana automatycznie – „on line" za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

II.3.7.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych, a wymagania co do szybkości i jakości transmisji określa *OSD*.

II.3.7.3 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.

II.3.7.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w pkt II.3.7.1.8.powinny być spełnione następujące wymagania:

a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,

b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej ni_ 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,

g) układy pomiarowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż 4 razy na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,

h) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp lub za pomocą poczty elektronicznej),

i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.3.7.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układ pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,

b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,

h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.3.7.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,

f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.3.7.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,

e) układy pomiarowo - rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,

f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.3.7.3.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,

c) systemy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) systemy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę, układy pomiarowo - rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,

e) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.3.7.4 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C.

II.3.7.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1, o których mowa w pkt II.3.7.1.8. są następujące:

a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;

b) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganych względami ekonomicznymi, *OSD* może zadecydować o konieczności:

- realizowania przez system pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe). Układy te powinny automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc). Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej.

II.3.7.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2, o których mowa w pkt II.3.7.1.8. są następujące:

a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,

b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

c) systemy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe),

d) systemy pomiarowo-rozliczeniowe powinny w sytuacjach określonych przez *OSD* umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na miesiąc, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,

e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

III. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

III.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych

III.1.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących standardów jakościowych.

III.1.2. *OSD* na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów prawa i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

III.1.3. W zakresie dystrybucji energii elektrycznej *OSD* w szczególności:

a) dokonuje transportu energii elektrycznej wprowadzanej do lub odbieranej z miejsc dostarczania określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,

b) zapewnia długoterminową zdolność systemu dystrybucyjnego do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, poprzez należyty rozwój, rozbudowę, eksploatację, konserwację i remonty infrastruktury sieciowej, w zakresie sieci dystrybucyjnej;

c) przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe, niezbędne do prowadzenia procesu rozliczeń pomiędzy *OSD* i użytkownikami systemu oraz pomiędzy użytkownikami systemu.

III.2. Warunki świadczenia przez *OSD* usług dystrybucji energii elektrycznej

III.2.1. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz na warunkach określonych w koncesji *OSD* na dystrybucję energii elektrycznej, IRiESD i Taryfie *OSD*.

III.2.2. Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez *OSD* jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

III.2.3. Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „IRiESD-Bilansowanie) tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.

III.2.4. *OSD* opracowuje i udostępnia użytkownikom systemu wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej właściwe dla poszczególnych grup (typów) użytkowników systemu dystrybucyjnego.

III.2.5. W przypadkach, związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków

świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, *OSD* może udostępniać wzory aneksów do tych umów.

III.2.6. Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub wzorów aneksów do tych umów odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej *OSD*.

III.2.7. Wzory umów, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do przygotowania projektu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, jak też projektu aneksu do tych umów.

III.2.8. Użytkownicy systemu dystrybucyjnego wnoszą do *OSD* opłatę za świadczone przez *OSD* usługi dystrybucji energii elektrycznej.

III.2.9. Opłata za świadczone przez *OSD* usługi dystrybucji energii elektrycznej naliczana jest zgodnie z Taryfą *OSD* zatwierdzoną przez Prezesa URE.

III.2.10. *OSD* odpowiada wobec Użytkowników systemu z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania Umowy na zasadach ogólnych (zasada winy), z zastrzeżeniem zdania drugiego. Odpowiedzialność *OSD* z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania Umowy, jak również ewentualna odpowiedzialność deliktowa w przypadku zbiegu roszczeń (w zakresie w jakim prawo na to pozwala), jest ograniczona do rzeczywistych szkód z wyłączeniem utraconych korzyści.

III.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

III.3.1. Postanowienia ogólne

III.3.1.1. *OSD* świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.

III.3.1.2. W celu realizacji powyższego obowiązku *OSD* w szczególności:

a) opracowuje i udostępnia wzory wniosków i umów oraz IRiESD,

b) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, których obowiązek publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.

III.3.1.3. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,

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 pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:

   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;

5) informowanie na piśmie, z co najmniej:

   a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,

   b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,

   c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;

6) 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 aktualnych taryf,

8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub

niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie *OSD*,

10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty, zgodnie z obowiązującymi przepisami i taryfą *OSD*, za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

III.3.1.4. Na żądanie odbiorcy *OSD* dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy.

III.3.1.5. *OSD* udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

III.3.1.6. Informacje ogólne udostępnione są przez *OSD*:

a) na stronach internetowych *OSD*,

b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych *OSD*,

c) w siedzibie spółki.

III.3.1.7. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

a) osobiście w siedzibie *OSD* ,

b) listownie na adres *OSD*,

c) pocztą elektroniczną,

d) faksem,

lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej *OSD* oraz w siedzibie spółki.

III.3.1.8. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę *OSD* udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do *OSD*.

III.3.2. Postępowanie reklamacyjne

III.3.2.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej.

III.3.2.2. Reklamacje powinny być dostarczone do *OSD*, na adres *OSD* określony w punkcie I.A.1.

III.3.2.3. Skierowanie przez podmiot reklamacji do *OSD* 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.

III.3.2.4. *OSD* rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie:

a) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń,

b) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji –w pozostałych przypadkach.

Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.

III.3.2.5. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez *OSD* zgodnie z pkt III.3.2.4. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 30 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do *OSD* z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:

a) zakres nieuwzględnionego przez *OSD* żądania;

b) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt III.3.2.2.

III.3.2.6. *OSD* rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni od daty jego otrzymania. *OSD* rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. *OSD* przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.

III.3.2.7. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy *OSD*, 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 *OSD* i podmiot składający reklamację.

III.3.2.8. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt III.3.2.7., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

IV. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

IV.1. Przepisy ogólne

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

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.

IV.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej *OSD* obejmują zagadnienia związane z:

a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,

b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,

c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,

d) dokonywaniem uzgodnień z OSP i OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,

e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

IV.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych..

Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.

IV.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz *OSD,* uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

IV.1.5. *OSD* prowadzi eksploatację 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.

IV.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej *OSD* zobowiązane są do eksploatowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

IV.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji

IV.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. IV.4. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

IV.2.2. *OSD* może określić urządzenia, przyłączane lub przyłączone do sieci SN i nN, które po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

IV.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt. IV.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, *OSD* i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

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

OSD w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

IV.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji

IV.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

IV.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z *OSD*.

IV.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorami systemów dystrybucyjnych

IV.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego, odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.

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

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

IV.5. Dokumentacja techniczna i prawna

IV.5.1. *OSD* będąc właścicielem obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:

- dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
- dla urządzeń – dokumentację techniczną.

W przypadku gdy *OSD* nie jest właścicielem obiektu lub urządzenia, użytkuje je na podstawie umowy dzierżawy, najmu, lizingu itp., prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji prowadzi właściciel obiektu lub urządzenia.

IV.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

- decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
- dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
- pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
- pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

IV.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

- dokumentację powykonawczą,
- protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
- dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,

— dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

IV.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

— dokumenty przyjęcia do eksploatacji,

— instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,

— dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,

— protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,

— wykaz niezbędnych części zamiennych,

— dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,

— dziennik operacyjny,

— schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,

— wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,

— karty przełączeń,

— ewidencję założonych uziemień,

— programy łączeniowe,

— wykaz personelu ruchowego.

IV.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.:

— ogólną charakterystykę urządzenia,

— niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,

— wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,

— określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,

— zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,

— wymagania w zakresie konserwacji i napraw,

— zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,

— wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,

— informacje o środkach łączności,

— wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,

— zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,

— opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

IV.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

IV.6.1. *OSD* w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

IV.6.2. W przypadku gdy *OSD* nie jest właścicielem obiektu lub urządzenia, użytkuje je na podstawie umowy dzierżawy, najmu, lizingu itp., za utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych odpowiada właściciel.

IV.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych

IV.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne.

Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od *OSD* informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej *OSD* w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

IV.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:

— informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,

— wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,

— wyniki badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych,

— parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,

— informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,

— imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

IV.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt.IV.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.

IV.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej *OSD* stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

IV.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej rozstrzyga *OSD*.

IV.7.6. *OSD* sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

IV.8. Ochrona środowiska naturalnego

IV.8.1. *OSD* oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami

IV.8.2. *OSD* oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej, stosują środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

IV.8.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

IV.8.4. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska oraz zgodną z przepisami wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów oraz urządzeń sieci dystrybucyjnej.

IV.9. Ochrona przeciwpożarowa

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

IV.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

IV.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

IV.10.1. *OSD* opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących w szczególności:

- oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
- remonty.

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

IV.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej *OSD* uzgadniają z *OSD* prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

IV.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej *OSD*, są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej *OSD* ustalonego w pkt.V.6.

IV.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających

wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej *OSD* przekazują do *OSD* zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.V.6.

IV.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

IV.11.1. *OSD* stosuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

IV.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.

V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ *OSD*

V.1. Obowiązki *OSD*

V.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego *OSD* na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej :

a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, 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, innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,

c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,

d) prowadzi działania, o których mowa w pkt.V.2,

e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji,

f) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,

g) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej *OSD* awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej samodzielnie oraz we współpracy z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,

h) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP, na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp.

V.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej *OSD* odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych i trzyletnich.

V.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego

V.2.1. *OSD* realizuje zadania wymienione w pkt.V.1., poprzez zatrudnionych pracowników lub firmy zewnętrzne.

V.2.2. W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, *OSD* w uzasadnionych przypadkach powołuje komisję, która ustala przebieg awarii i przyczyny jej powstania, a także proponuje działania zapobiegawcze.

V.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej

V.3.1. Wytwórcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej *OSD* przekazują dane niezbędne do sporządzenia planów produkcji w zakresie i terminach ustalonych przez *OSD*.

V.3.2. *OSD* sporządza plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci

dystrybucyjnej *OSD* na zasadach opisanych w IRiESP.

V.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej *OSD* uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

V.3.4. *OSD* zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD*. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, *OSD* uzgadnia harmonogramy remontów jednostek wytwórczych z wytwórcami.

V.3.5. *OSD* przesyła do wytwórców o mocy powyżej 10 MW zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:

— plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,

— każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.

V.3.6. *OSD*, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD*.

V.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

V.4.1. *OSD* sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej.

V.4.2. *OSD* planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną *OSD*.

V.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt.V.3. i V.4., są przekazywane do operatora systemu przesyłowego. Sposób przekazywania danych ustalany jest w trybie roboczym z OSP.

V.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez *OSD* uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

V.4.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej *OSD* o mocy przyłączeniowej powyżej 2 MW, mogą być zobowiązane do przekazywania do *OSD* godzinowych grafików prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla każdej kolejnej doby.

V.4.6. Zasady i sposób przekazywania danych o których mowa w pkt V.4.5 określa *OSD*

V.5. Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej

V.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej *OSD* o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci.

Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.

V.5.2. *OSD* określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

V.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
- wymagane poziomy napięcia,
- wartości mocy zwarciowych,
- rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
- dopuszczalne obciążenia,
- wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
- nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- nastawienia zaczepów dławików gaszących,
- ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- harmonogram pracy transformatorów,
- wykaz jednostek wytwórczych.

V.5.4. *OSD* przekazuje dane dotyczące układu normalnego pracy sieci dystrybucyjnej do OSDp na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

V.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej

V.6.1. *OSD* opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej *OSD*.

V.6.2. *OSD* opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:

- plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego na kolejny rok kalendarzowy,
- plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- plan tygodniowy do wtorku tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
- plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

V.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają do *OSD* propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia.

V.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do *OSD* propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

- nazwę elementu,
- proponowany termin wyłączenia,
- gotowość do załączenia rozumiana jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
- typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
- opis wykonywanych prac,
- w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.

V.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do *OSD* wyłączenie elementu sieci o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. *OSD* ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

OSP, *OSD* i użytkownicy systemu współdziałają ze sobą w celu dotrzymywania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

V.6.6. *OSD* podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej *OSD* w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.

V.6.7. 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.

V.6.8. *OSD* przekazuje dane dotyczące planów wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej do OSDp na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

V.7. Programy łączeniowe

V.7.1. Służby dyspozytorskie *OSD* , określają przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe.

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

V.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

- charakterystykę załączanego elementu sieci,
- opis stanu łączników przed realizacją programu,
- szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
- opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,

- schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
- czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu
- osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

V.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia służbom dyspozytorskim *OSD* w terminie 10 dni, przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

V.7.5. *OSD* może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

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

V.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

V.8.1. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej, *OSD* określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej:

- czas synchronizacji,
- czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
- planowane obciążenie mocą czynną,
- czas odstawienia.

V.8.2. *OSD* uzgadnia z OSP parametry pracy jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt.V.8.1, w przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, których mocą dysponuje OSP.

V.8.3. *OSD* i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych nie uczestniczących w rynku bilansującym, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.

V.8.4. *OSD* może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum, jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.

V.8.5. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania *OSD* informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.

V.8.6. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę *OSD*.

V.9. Dane przekazywane przez podmioty do *OSD*

V.9.1. *OSD* otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.

V.9.2. Odbiorcy wskazani przez *OSD*, sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez *OSD*.

V.9.3. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują *OSD* prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dotyczące swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD*, w zakresie i terminach określonych przez *OSD*.

V.9.4. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej, przekazują w formie ustalonej przez *OSD* następujące informacje:

- proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiciem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej w rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,
- planowaną miesieczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
- planowane wartości mocy dyspozycyjnych, maksymalnych i minimalnych. planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz planowaną produkcję energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób.

VI. WSPÓŁPRACA *OSD* Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

VI.1. *OSD* współpracuje z następującymi operatorami:

a) operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp,

b) operatorami handlowo-technicznymi,

c) operatorami handlowymi,

d) operatorami pomiarów.

VI.2. Współpraca z operatorem systemu przesyłowego odbywa się za pośrednictwem OSDp na zasadach opisanych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej tych OSDp lub umowach zawartych z tymi OSDp.

VI.3. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w poszczególnych rozdziałach IRiESD.

VI.4. Współpraca *OSD* z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.

VI.5. Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

VI.6. Umowy o których mowa w pkt VI.5 stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje operatorów handlowo-technicznych oraz operatorów handlowych.

VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY *OSD* I UŻYTKOWNIKA SYSTEMU

VII.1. Dane przekazywane do *OSD* przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej

VII.1.1. Zakres danych

VII.1.1.1. Dane przekazywane do *OSD* przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

a) dane opisujące stan istniejący,

b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez *OSD*,

c) dane pomiarowe.

VII.1.1.2. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroźródeł) przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują dane wynikające z Instrukcji współpracy ruchowej zawartej pomiędzy wytwórcą a *OSD*.

VII.1.2. Dane opisujące stan istniejący

VII.1.2.1. Wytwórcy przekazują do *OSD* następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

a) schematy główne układów elektrycznych,

b) dane jednostek wytwórczych,

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

VII.1.2.2. 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) ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami,

g) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,

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

i) układ normalny pracy.

VII.1.2.3. Dane o liniach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła początkowego,
b) nazwę węzła końcowego,
c) rezystancję linii,
d) reaktancję dla składowej zgodnej,
e) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
g) 1/2 konduktancji poprzecznej,
h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.

VII.1.2.4. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
b) dane znamionowe,
c) model zwarciowy.

VII.1.2.5. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
b) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
c) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
d) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
e) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
f) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
g) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
h) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
i) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
j) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
k) moc czynną potrzeb własnych,
l) współczynnik mocy potrzeb własnych,
m) maksymalną generowaną moc czynną,

n) minimalną generowaną moc czynną,

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

p) statyzm turbiny,

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

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

VII.1.2.6. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z *OSD*.

VII.1.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez *OSD*

VII.1.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD* obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

a) informacje o jednostkach wytwórczych,

b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,

c) informacje o wymianie międzysystemowej,

d) informacje o projektach zarządzania popytem,

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

VII.1.3.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do *OSD* następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną:

a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,

b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

c) miesięczne bilanse mocy i energii.

VII.1.3.3. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z *OSD*.

VII.2. Informacje udostępniane przez *OSD*

VII.2.1. Formy wymiany informacji

VII.2.1.1. Wymiana informacji pomiędzy *OSD* a użytkownikami systemu może się odbywać:

a) poprzez systemy teleinformatyczne,

b) telefonicznie,

c) drogą elektroniczną,

d) faksem,

e) listownie,

f) poprzez publikację na stronie internetowej,

g) poprzez udostępnienie do publicznego wglądu w siedzibie *OSD*.

Wykorzystanie ww. form dla konkretnych informacji określa *OSD*, o ile forma wymiany informacji nie została określona przez obowiązujące przepisy.

VII.2.1.2. Do systemów teleinformatycznych służących do zbierania, przekazywania i wymiany informacji, o których mowa w pkt VII.2.1.1. zalicza się Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPM).

VII.2.1.3. Strona internetowa *OSD* jest wykorzystywana przez *OSD* jako platforma publikacji i udostępniania informacji zainteresowanym podmiotom.

VII.2.1.4. Strona internetowa *OSD* jest dostępna pod adresem określonym w punkcie I.A.1.

VII.2.2. Zakres informacji publikowanych przez *OSD*

VII.2.2.1. W ramach udostępniania użytkownikom systemu, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej *OSD* publikuje na swojej stronie internetowej w szczególności:

a) IRiESD;

b) taryfę *OSD*;

c) Inne informacje zgodne z ustawą Prawo energetyczne.

VII.2.2.2. W zakresie przyłączania do sieci *OSD* urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich, *OSD* na swojej stronie internetowej publikuje:

a) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia;

b) aktualizowane co najmniej raz w miesiącu informacje dotyczące: podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, oraz wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, oraz planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnych 5 lat, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, o ile występują moce przyłączeniowe.

VII.2.2.3. W ramach świadczonych przez *OSD* usług dystrybucji energii elektrycznej, *OSD* na swojej stronie internetowej publikuje:

a) wzór wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;

b) wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;

c) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi *OSD* zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;

d) informację o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej, działającym na obszarze działania *OSD*;

VII.2.3. Ochrona informacji

VII.2.3.1. W stosunku do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, *OSD* jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

VII.2.3.2. Informacje, o których mowa w pkt VII.2.3.1. mogą być wykorzystywane przez *OSD* jedynie w celu realizacji jego obowiązków wynikających z zawartej z danym użytkownikiem systemu umowy, jak również w celu realizacji zadań *OSD* określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD w sposób wyłączający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia interesów użytkownika systemu.

VII.2.3.3. Obowiązek zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt VII.2.3.1. trwa także po zakończeniu okresu obowiązywania zawartej przez *OSD* z tym użytkownikiem systemu umowy, nie dłużej jednak niż 3 lata od jej wygaśnięcia lub rozwiązania.

VII.2.3.4. Postanowienia o poufności zawarte powyżej, nie będą stanowiły przeszkody dla *OSD* w ujawnianiu informacji konsultantom i podwykonawcom działającym w imieniu i na rzecz *OSD* przy wykonywaniu zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD, z zastrzeżeniem zachowania wymogów określonych w pkt VII.2.3.5. oraz w ujawnianiu informacji, która należy do informacji powszechnie znanych lub informacji, których ujawnienie jest wymagane na podstawie obowiązujących przepisów prawa, w tym przepisów dotyczących obowiązków informacyjnych spółek publicznych, lub na ujawnienie których użytkownik systemu wyraził zgodę na piśmie. *OSD* jest również uprawniony do ujawnienia informacji działając w celu zastosowania się do postanowień IRiESD, wymagań organu regulacyjnego, w związku z toczącym się postępowaniem sądowym lub postępowaniem przed organem regulacyjnym.

VII.2.3.5. *OSD* zapewnia, że wszystkie podmioty, które w jego imieniu i na jego rzecz będą uczestniczyły w realizacji zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD zostaną przez *OSD* zobowiązane do zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt VII.2.3.1., na warunkach określonych w pkt VII.2.3.1- 4.

VII.2.3.6. Postanowienia pkt VII.2.3.1 – 5. obowiązują odpowiednio użytkowników systemu w zakresie ochrony przez nich i ich konsultantów oraz podwykonawców, informacji otrzymanych od *OSD*, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z *OSD*.

VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

VIII.1. *OSD* opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju").

VIII.2. Plan rozwoju obejmuje zakres i okresy określone w ustawie Prawo energetyczne. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

VIII.3. *OSD* współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

IX. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

IX.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE

IX.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, 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..

IX.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym:

a) awaria w systemie,

b) awaria sieciowa.

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, w tym stanu zapasów paliw w elektrowniach krajowych poniżej wymaganego poziomu określonego w odrębnych przepisach.

IX.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również procedurami awaryjnymi. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

IX.1.4. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w pkt. IX.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.

IX.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii

elektrycznej, wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń właściwego *OSD*. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

IX.1.6. *OSD* wraz z OSDp oraz OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

IX.1.7. *OSD* w uzgodnieniu z OSDp opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

IX.1.8. 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.

IX.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, *OSD* udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IX.1.10. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym, zgodnie z pkt IX.3.4.

IX.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

IX.2.1. *OSD* prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną *OSD*.

IX.2.2. *OSD* dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

IX.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

IV.3.1. Postanowienia ogólne

IX.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia

bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej..

IX.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP, OSDp i *OSD* podejmują we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

OSD w szczególności podejmuje następujące działania:

a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,

b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

IX.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

a) tryb normalny, określony w pkt IX.3.2,

b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IX.3.3,

c) tryb awaryjny, określony w pkt IX.3.4,

d) tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt IX.3.6.

IX.3.1.4. *OSD* nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt IX.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt. IX.3.3, IX.3.4, IX.3.5 i IX.3.6.

IX.3.2. Tryb normalny.

IX.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. 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 operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

IX.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt IX.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.

IX.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp i *OSD* opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IX.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.

IX.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.

IX.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt IX.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.

IX.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt IX.3.2.3 obowiązują dla okresu od dnia l września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:

a) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,

b) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,

c) uzgodnienia z OSDp, w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,

d) corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

IX.3.2.7. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:

a) przygotowanie przez operatora systemu dystrybucyjnego wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,

b) uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z OSDp,

c) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do *OSD* przez OSDp uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, odbiorcy przyłączeni do sieci *OSD* są zobowiązani do powiadomienia o tym *OSD* w formie pisemnej w terminie 7 dni od zaistniałej zmiany.

IX.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,

b) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,

c) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,

d) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

IX.3.2.9. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach.

IX.3.2.10. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, *OSD* powiadamia odbiorców ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty u *OSD*.

IX.3.2.10. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

IX.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

a) polecone stopnie zasilania,

b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IX.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

IX.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 IX.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IX.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 IX.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.

IX.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 IX.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IX.3.4. Tryb awaryjny

IX.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IX.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez *OSD* wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, *OSD* jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie odpowiednie służby dyspozytorskie OSDp.

IX.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A l i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A4 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 45 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A5 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt IX.3.2.8.c).

IX.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze

wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.

IX.3.4.5. *OSD* 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 wyłączeń awaryjnych.

IX.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od Al do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).

Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.

Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt. IX.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych.

X. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ *OSD*

X.1. *OSD* stosuje następujące kryteria bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej:

W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej *OSD* 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.

XI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

XI.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci

XI.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

a) napięcia znamionowe,

b) częstotliwość znamionowa.

XI.1.2. Regulacja częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.

XI.1.3. *OSD* stosuje parametry jakościowe energii elektrycznej zgodne z parametrami określonymi w obecnie obowiązującym rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu

elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

XII.1. Do wskaźników jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, stosowanych przez *OSD*, zalicza się przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). Określone poniżej przez *OSD* wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki *OSD* i użytkowników systemu w tym zakresie są zgodne z obecnie obowiązującymi zapisami powyższego rozporządzenia, przy czym w przypadku jego zmiany obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa. Ustalone są następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

1) planowane wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci dystrybucyjnej, czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia łącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
2) nieplanowane spowodowane wystąpieniem awarii w sieci dystrybucyjnej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez *OSD* informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

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

1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

XII.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt III.3. IRiESD-Korzystanie, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

XII.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 godzin,
   b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych

długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:

a) przerw planowanych - 35 godzin,

b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.

XII.6. *OSD* w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

1) wskaźnik 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 ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców

3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza sie oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach 1), 2) i 3), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

A. POSTANOWIENIA OGÓLNE

A.1. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1.1. Procedury bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „RIESD-Bilansowanie") obowiązują:

a) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych,

b) Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej *OSD*,

c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze *OSD*,

d) Sprzedawców działających na obszarze *OSD*,

e) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej *OSD*.

A.1.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRIESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną *OSD*, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.

A.1.3. *OSD* uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez niego sieci, za pośrednictwem OSDp.

A.1.4. *OSD* uczestniczy w administrowaniu Rynkiem Bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub umowie w zakresie przekazywania danych pomiarowych zawartej z OSDp. Brak umowy w zakresie przekazywania danych pomiarowych zawartych pomiędzy *OSD* i właściwym OSDp powoduje ograniczenia w świadczeniu usług dystrybucyjnych dla Sprzedawców w zakresie wynikającym z zawartych z nimi umowach GUD.

A.1.5. OSDp, za pośrednictwem którego *OSD* współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego, jest właściwy terytorialnie OSDp.

A.1.6. OSD współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz przekazywania danych pomiarowych, w tym dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, poprzez właściwego terytorialnie OSDp. Wymagania, które muszą spełniać układy pomiarowo- rozliczeniowe instalowane

w PPE danego ORed, wykorzystywane do pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych w celu wyznaczenia wolumenu redukcji i rozliczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP określone są w IRiESD OSDp.

A.1.7. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej *OSD* nie objętej obszarem Rynku Bilansującego i który posiada umowę dystrybucyjną z *OSD* albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą, jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

A.1.8. URD jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez Uczestnika Rynku Bilansującego (URB). URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).

A.1.9. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z *OSD*. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

A.1.10. *OSD* zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do *OSD* w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

A.1.11. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy którzy posiadają zawartą z *OSD* umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z postanowieniami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy.

A.2. WARUNKI FORMALNO-PRAWNE UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

A.2.1. *OSD* realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:

a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,

b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z *OSD*,

c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą umowę dystrybucji (zwaną dalej „generalną umową dystrybucji" lub „GUD") z *OSD* i OSDp,

d) zawarciu przez URD typu wytwórca (URD_W) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z OSDp i *OSD*.

A.2.2. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a *OSD* spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

a) zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,

b) wskazanie POB, a w przypadku URD typu wytwórca (URD_W) również zasad jego zmiany,

c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Poboru Energii (PPE).

A.2.3. Umowa dystrybucji zawierana przez *OSD* z POB spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 oraz powinna zawierać co najmniej elementy określone w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp.
Jednocześnie POB powinien posiadać zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci OSDp/OSDn, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDp oraz spełniać procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD.

A.2.4. Umowa, o której mowa w pkt. A.2.3. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny.

A.2.5. Generalna umowa dystrybucji zawierana przez *OSD* ze sprzedawcą spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne w art. 5 ust. 2 punkt 2 i ust. 2a punkt 3 oraz powinna zawierać co najmniej:

a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych,
b) warunki umożliwiające realizację zawartych przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych dla wszystkich odbiorców z obszaru działania *OSD*, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną,
c) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
d) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z *OSD*,
e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD*, którzy zawarli umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową z tym Sprzedawcą,
f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z URD oraz umów dystrybucji zawartych przez *OSD* z URD,
g) zasady realizacji przez *OSD* pozytywnie zweryfikowanych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z URD,
h) osoby upoważnione do kontaktu z *OSD* oraz ich dane adresowe,
i) zasady wstrzymywania i wznawiania przez *OSD* dostarczania energii do URD,
j) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych

pomiarowych dotyczących zużycia energii elektrycznej, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,

k) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
l) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania *OSD* o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP- Bilansowanie,
m) zasady rozwiązania umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy.

Generalne Umowy Dystrybucji, o których mowa powyżej, regulują kompleksowo stosunki pomiędzy Podmiotem jako Sprzedawcą a *OSD* oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania *OSD*, którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną albo świadczyć usługę kompleksową. Podmiot ten może pełnić dodatkowo funkcję Sprzedawcy Rezerwowego na zasadach określonych w GUD..

A.2.6. Umowa, o której mowa w pkt.A.2.5. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym. Od momentu rozwiązania ww. umowy, sprzedaż energii elektrycznej do URD typu odbiorca jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego, wskazanego przez tego URD.

A.3. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

A.3.1. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym *OSD* realizuje następujące zadania:

a) przyporządkowuje do POB określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSDp oraz umów przesyłowych i dystrybucji,

b) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,

c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie generalnych umów dystrybucji,

d) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,

A.3.2. *OSD* może nadać kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej i nie są objęte obszarem rynku bilansującego.

A.3.3. *OSD* stosuje kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci *OSD*, które zostały im nadane przez OSDp.

A.3.4. Oznaczenia kodowe *OSD* są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem kodu OSDp, za pośrednictwem którego *OSD* współpracuje z operatorem systemu przesyłowego, wynikającym z zawartej pomiędzy tym OSDp i OSP umowy przesyłowej.

A.3.5. Sprzedawca jest zobowiązany do potwierdzenia *OSD* faktu rejestracji (posiadania kodu identyfikacyjnego) przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej.

A.3.6. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji lub generalnej umowy dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz *OSD*. Umowy te zawierają niezbędne elementy, o których mowa w IRiESD-Bilansowanie.

A.3.7. *OSD* może nadać kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

A.3.7.1. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD_AAAA _XX_XXXX_XX (19znaków), gdzie:

0(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe POB)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu MB)_(numer obiektu RD),

A.3.7.2. Kody Punktów Dostarczania Energii (PDE) mają następującą postać: PDE_AAAA_KodOSD_A_XXXX, gdzie:

0(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod *OSD*)_(typ URD)_(numer podmiotu),

A.3.7.3. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: AAA-AAAXX, gdzie: (kod obiektu energetycznego)-(kod urządzenia energetycznego)

A.3.7.4. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. PPE może być zarówno punktem fizycznym, jak i logicznym. Kody PPE mają następującą postać: (kod kraju)(kod *OSD*)(unikalne dopełnienie)(liczba kontrolna)

A.4. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

A.4.1. Zasady nadawanie certyfikatów ORed oraz zasady przekazywania danych pomiarowych ORed określone są w IRiESD OSDp.

A.4.2. Jeżeli Odbiorca ORed posiada PPE przyłączone wyłącznie do sieci OSD, sam lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSD wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed).Wniosek składany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD. Na każde żądanie OSD, Odbiorca w ORed dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

A.4.3. Odbiorca ORed przekazuje OSD pełnomocnictwo zawierające umocowanie umożliwiające przekazanie wniosku nadania certyfikatu ORed do OSDp w celu rejestracji lub wygaszenia Certyfikatu ORed wystawionym przez OSD.

B. PROCEDURA ZGŁASZANIA DO REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1. ZASADY OGÓLNE

B.1.1. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania *OSD* są Generalne Umowy Dystrybucji GUD, zawarte przez sprzedawcę z *OSD*. Sprzedawca jako jedna ze stron umowy GUD i sprzedaży, zgłasza do *OSD* w formie Powiadomienia, w imieniu własnym i URD – o ile posiada stosowne i przedstawione *OSD* pełnomocnictwa, lub tylko we własnym imieniu, informację o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej. Jeżeli Sprzedawca przedstawia Powiadomienie tylko we własnym imieniu, do rozpoczęcia procedury weryfikacji Powiadomienia wymagane jest również Powiadomienie podpisane przez URD. Wzór formularza powiadomienia stosowany przez *OSD* zamieszczony jest na stronie internetowej. Do powiadomienia należy dołączyć dokumenty zgodnie z wykazem zawartym w formularzu Powiadomienia. Powiadomienie należy dostarczyć do OSD nie później niż 21 dni i nie wcześniej niż 90 dni od przewidywanej daty zmiany sprzedawcy.

B.1.2. Powiadomienie, o którym mowa powyżej jest dokonywane na formularzu określonym przez *OSD*, zawierającym co najmniej:

a) oznaczenie stron umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,

b) informację o adresie obiektu, którego zgłoszenie dotyczy, w zakresie niezbędnym do identyfikującym obiekt,

c) informację o kodzie URB, JGo i MBo,

d) informację o okresie obowiązywania umowy,

e) informację o dacie rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,

f) informację o planowanej ilości energii objętej umową w podziale na okresy określone przez *OSD*.

Wzór formularza dostępny jest na stronie internetowej *OSD*. Zmiana formularza nie wymaga zmiany umowy GUD. Informacja o dacie rozpoczęcia sprzedaży winna być określona w formie daty, nie są dopuszczalne określenia zawierające warunki.

B.1.3. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania *OSD* o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu zgłoszenia zmiany sprzedawcy. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. B.1.1. na formularzu określonym przez *OSD* z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem.

B.1.4. Dla umów sprzedaży energii elektrycznej dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do *OSD* za pośrednictwem powiadomienia, o którym mowa w pkt. B.1.1.

B.1.5. W przypadku, o którym mowa powyżej URD zgłasza wniosek o zawarcie umowy dystrybucji. Wzór wniosku jest przygotowany i opublikowany przez *OSD* na stronie internetowej.

B.1.6. Na dzień zgłoszenia zmiany sprzedawcy URD bezwzględnie musi mieć zawartą z *OSD* umowę o świadczenie usług dystrybucji.

B.1.7. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

B.1.8. Proces zmiany sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 21 dni kalendarzowych licząc od momentu otrzymania przez *OSD* pozytywnie zweryfikowanego powiadomienia, o którym mowa w pkt B.1.1.

B.1.9. Układy pomiarowo-rozliczeniowe URD chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia IRiESD najpóźniej na dzień zmiany sprzedawcy.

B.1.10. Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych URD do wymagań określonych w IRiESD nie dotyczy rozdzielenia umowy kompleksowej.

B.1.11. Przy każdej zmianie przez URD sprzedawcy lub w przypadku rozdzielenia umowy kompleksowej, dokonywany jest przez *OSD* odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy dokonywane jest na podstawie odczytu.
W przypadku gdy termin zmiany Sprzedawcy nie jest zgodny z terminami dokonywania odczytów przez *OSD*, za dokonanie dodatkowego odczytu zostanie pobrana opłata wysokości określonej w umowie GUD.

B.1.12. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.

B.2. WERYFIKACJA ZGŁOSZEŃ UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

B.2.1. *OSD* dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach

sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w p.B.1.2., w terminie nie przekraczającym 10 dni kalendarzowych od daty otrzymania powiadomień od obu stron umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Warunkiem podjęcia weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej jest posiadanie przez URD zawartej z *OSD* umowy o świadczenie usług dystrybucji. W przypadku braku umowy dystrybucji nie będą weryfikowane inne dane określone w zgłoszeniu umowy sprzedaży.

B.2.2. W przypadku pozytywnej weryfikacji, o której mowa w p.B.2.1., *OSD* przystępuje do konfiguracji obiektów rynku detalicznego wykorzystywanych w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych, w tym we współpracy z OSDp.

B.2.3. Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:

a) braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub

b) brak generalnej umowy dystrybucji zawartej pomiędzy *OSD* a sprzedawcą, lub

c) brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSDp, a wskazanym przez sprzedawcę POB, lub

d) brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy URD a *OSD*, lub

e) brak umowy w zakresie przekazywania danych pomiarowych zawartej pomiędzy OSDp a *OSD*,

OSD informuje w terminie określonym w p.B.2.1. strony umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomienia.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

C.1.1. *OSD* pełni funkcję Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze swojej sieci dystrybucyjnej. *OSD* może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez *OSD* danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym oraz Rynku Detalicznym i obejmuje następujące zadania:

a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,

b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania *OSD*,

c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,

d) agregacja ilości dostarczanej energii elektrycznej w poszczególnych wirtualnych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,

e) udostępnianie POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,

f) udostępnianie OSP za pośrednictwem OSDp danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,

g) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. e), dotyczących przyporządkowanych im 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 f) powyżej odbywa się na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub umowie zawartej z OSDp.

C.1.3. *OSD* pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rozliczeniowe oraz rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).

C.1.4. *OSD* wyznacza godzinowe ilości energii rozliczeniowe i rzeczywiste, o której mowa w p.C.1.2.c) i p.C.1.2.d), w podziale na ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

C.1.5. *OSD* wyznacza ilości energii rozliczeniowe i rzeczywiste wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:

a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych, lub

b) danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD-Bilansowanie, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych; lub

c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych; lub

d) standardowych profili zużycia (o których mowa w pkt. G), ilości energii rzeczywistej wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.

C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt.C.1.6., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby na podstawie:

a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie); lub

b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.

C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, *OSD* w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.

C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez *OSD* dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji poprzez systemy wymiany informacji *OSD* lub w inny alternatywny sposób, na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.

C.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, *OSD* wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe dla:

- OSP na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub w umowie zawartej z OSDp,
- POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URDW,
- sprzedawców jako zagregowane MDD.

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, *OSD* udostępnia następujące dane pomiarowe:

a) Sprzedawcom:

- zużyciu odbiorców w okresie rozliczeniowym umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do szóstego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych,

Sposób przekazywania danych określa GUD, zawarta pomiędzy Sprzedawcą i *OSD*,

b) URD:

- zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,

Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1kWh.

C.1.12. *OSD* udostępnia Sprzedawcy dane pomiarowe o których mowa powyżej oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez *OSD*) tych URD (dla PDE), którzy wyrażą na to zgodę w umowach o świadczenie usług dystrybucji zawartych z *OSD* lub w przekazanym przez Sprzedawcę zgłoszeniu umowy sprzedaży. Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

- pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
- korekty danych składowych,
- rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

i zgłaszane są do OSP na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub w umowie zawartej z OSDp.

C.1.14. URD, Sprzedawcy oraz POB mają prawo wystąpić do *OSD* z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach ogólnych określonych w IRiESD-Korzystanie w części dotyczącej standardów jakościowych obsługi odbiorców i zawartych umowach GUD.

D. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE

D.1. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD-Bilansowanie oraz odpowiednimi zapisami w umowach zawartych pomiędzy:

1) Sprzedawcą lub URD typu wytwórca i:
   a) OSDp,
   b) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
   c) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,

oraz

2) OSP i:
   a) POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
   b) POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
   c) OSDp,

oraz

3) OSDp i POB przekazującym oraz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,

oraz

4) *OSD* i OSDp.

D.2. POB przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub wytwórcy powinien posiadać zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDp.

D.3. W przypadku zmiany przez sprzedawcę lub wytwórcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, sprzedawca lub wytwórca, są zobowiązani do powiadomienia *OSD* o tym fakcie drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym na formularzu udostępnionym na stronie internetowej *OSD*. *OSD* dokonuje weryfikacji zgodności powiadomień i informuje o jej wyniku zainteresowane podmioty drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym. Przekazywana informacja zawiera również datę, od której następuje zmiana POB, z zastrzeżeniem p.D.4. Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach zawartych przez te podmioty z *OSD*.

D.4. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym następującego po dacie otrzymania przez *OSD* powiadomień od sprzedawcy lub wytwórcy, jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty. Jeżeli zmiana POB następuje w trakcie weryfikacji zgłoszenia umowy sprzedaży lub dla URD dla których nastąpiła już pozytywna weryfikacja

zgłoszenia umowy sprzedaży należy ponownie wystąpić ze Zgłoszeniem umowy sprzedaży w terminach i na zasadach określonych w punkcie B.2. Dotychczasowa pozytywna weryfikacja przestaje obowiązywać.

D.5. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania *OSD,* OSDp i sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.

E. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

E.1. Składanie i rozpatrywanie reklamacji odbywa się na zasadach opisanych w IRiESD-Korzystanie w części dotyczącej standardów jakościowych obsługi odbiorców.

F. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY

F.1. WYMAGANIA OGÓLNE

F.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD* nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.

F.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania *OSD* jest generalna umowa dystrybucji zawarta przez sprzedawcę z *OSD*. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą a *OSD* oraz określa warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *OSD*, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.

F.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy muszą spełniać postanowienia określone w IRiESD-Korzystanie. Umowa dystrybucji między URD i *OSD* powinna zostać zawarta przed zgłoszeniem do *OSD* przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. B.1.1.

F.1.4. URD może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URD wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, tzw. sprzedawcę podstawowego. Powiadomienia, o którym mowa w pkt. B.1.1 dokonuje wyłącznie sprzedawca podstawowy. Energia elektryczna zmierzona w PPE URD, będzie wykazywana na MB POB wskazanego w generalnej umowie dystrybucji przez sprzedawcę podstawowego.

F.1.5. Zmiana Sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów o świadczenie usług dystrybucji, przy czym:

a) proces zmiany Sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa pełniącego obowiązki sprzedawcy z urzędu nie powinien przekroczyć okresu 21 dni, licząc od momentu otrzymania przez *OSD* powiadomień, o których mowa w p.B.1.1., chyba że w zgłoszeniu określony jest dłuższy termin, ale nie dłuższy niż 90 dni od daty przewidywanej zmiany Sprzedawcy,

b) proces kolejnej zmiany Sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 21 dni licząc od momentu otrzymania przez *OSD* powiadomień, o których mowa w p.B.1.1., chyba że w zgłoszeniu określony jest dłuższy termin, ale nie dłuższy niż 90 dni od daty przewidywanej zmiany Sprzedawcy.

F.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

F.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, zawartej pomiędzy *OSD* a URD oraz spełnienie wymagań określonych w pkt. F.1.

F.2.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.

F.2.3. URD wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży/umowę kompleksową lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.

F.2.4. Nowy sprzedawca w imieniu własnym i URD, powiadamia *OSD* (na zasadach opisanych w pkt. B.1.) oraz dotychczasowego sprzedawcę, o fakcie zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcą.

F.2.5. *OSD* w terminie do 10 dni roboczych od dnia przyjęcia powiadomień, o których mowa w pkt. B.1.1., dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału B. *OSD* informuje nowego sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji. Jeżeli powiadomienie zawiera braki formalne lub błędy, *OSD* informuje o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 10 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując braki lub błędy i informując o konieczności ich uzupełnienia lub poprawy.

F.2.6. *OSD* przekazuje do Sprzedawcy informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, poprzez wysłanie Załącznika nr 2 do GUD, w terminie do 21 dnia miesiąca w którym nastąpiła zmiana. W przypadku gdy dla Sprzedawcy nie następują w danym miesiącu przyjęcia do realizacji nowych umów sprzedaży, załącznik nr 2 nie jest wysyłany.

F.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI

F.3.1. *OSD* udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy. Informacje ogólne udostępnione są przez *OSD* na stronach internetowych, w niniejszej IRiESD lub w swej siedzibie.

F.3.2. *OSD* informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,

b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,

c) procedurach zmiany sprzedawcy,

d) wymaganych umowach,

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

f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,

g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,

h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

F.3.3. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę *OSD* udziela w terminach określonych w Prawie energetycznym, rozporządzeniach wykonawczych lub niniejszej IRiESD.

F.3.4. Lista sprzedawców mających zawarte generalne umowy dystrybucji z *OSD* jest publikowana na stronie internetowej *OSD*.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

G.1. *OSD* określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych URD. Profile te są określone w Tablicach w załączniku nr 1.

G.2. Dla URD, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A, a w uzasadnionych przypadkach również dla wszystkich URD przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, *OSD* na podstawie:

a) parametrów technicznych przyłącza,

b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji,

c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,

przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.

G.3. Przydzielony dla URD profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucji zawartej przez sprzedawcę tego URD profilowego z *OSD*.

G.4. Sprzedawca, o którym mowa w p.G.3., na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucji profili i planowanej ilość poboru energii elektrycznej, dokonuje zgłoszeń umowy zgodnie z zapisami IRiESP.

G.5. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w p.G.2., URD jest zobowiązany do powiadomienia *OSD*. W takim przypadku *OSD* dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilość poboru energii elektrycznej. Powyższa zmiana wymaga dokonania odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucji, o której mowa w p.G.3.

Tablica T.1.

Wykaz profili zużycia dla URD profilowych

Nazwa profilu	**Zakwalifikowanie URD**
Profil C	Odbiorcy grup C spełniający warunki: lokal usługowy zasilanie 1, 3-faz licznik jednostrefowy

Tablica T.2.

Profile zużycia energii

OSD opracowuje Profile zużycia w podziale na dzień roboczy, soboty, niedziele i dzień w którym zgodnie z odrębnymi przepisami obowiązuje zakaz lub ograniczenie handlu w obiektach wielkopowierzchniowych. Profile dla poszczególnych miesięcy roku, uwzględnią ilość poszczególnych typów dni w taki sposób aby suma udziałów % zużycia w danej godzinie dla miesiąca wynosiła 100 %.

	zużycia energii w danej godzinie																							
typ dnia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
roboczy	0,2767	0,2753	0,2730	0,2824	0,2710	0,2579	0,2462	0,3875	0,7821	1,5149	1,5509	1,5745	1,5931	1,6061	1,6113	1,6188	1,6220	1,6331	1,6237	1,5726	1,4932	0,4975	0,2847	0,2750
sobota	0,2379	0,2382	0,2387	0,2443	0,2363	0,2331	0,2258	0,2339	0,6967	1,4852	1,5136	1,5493	1,5612	1,5557	1,5585	1,5357	1,5371	1,5324	1,4977	1,4869	1,4062	0,4369	0,2735	0,2565
niedziela	0,2228	0,2201	0,2176	0,2366	0,2233	0,2164	0,2127	0,2235	0,2930	0,6580	1,3207	1,3599	1,3697	1,3897	1,3856	1,3773	1,4025	1,4040	1,4023	1,2977	0,4470	0,2697	0,2510	0,2400
zakaz handlu	0,2067	0,2041	0,2044	0,2067	0,2094	0,2004	0,1933	0,2139	0,2435	0,2597	0,2812	0,2941	0,2879	0,2993	0,2835	0,2804	0,2811	0,3017	0,2892	0,2242	0,2354	0,2384	0,2333	0,2300

H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

H.1. *OSD* identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.

H.2. Ograniczenia systemowe są podzielone 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. *OSD* identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:

a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,

b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,

c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.

H.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez *OSD* na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:

a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,

b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,

c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.

H.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez *OSD* z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.

H.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.

H.8. *OSD* przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci dystrybucyjnej sąsiednich *OSD* oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.

Na potrzeby niniejszej IRiESD-Bilansowanie przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

I.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część szczegółowa: bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (całość)
IRiESP-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB$_{OSD}$	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego dla *OSD*
MB$_{ZW}$	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego dla źródeł wykorzystujących energię wiatru
$_{FD}$MB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
$_{F}$MDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
$_{P}$MDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
$_{SM}$MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego dla Sprzedawcy Macierzystego
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSDp	Operator Systemu Dystrybucyjnego przyłączony do sieci przesyłowej
OSDn	Operator Systemu Dystrybucyjnego nie przyłączony do sieci przesyłowej
OSP	Operator Systemu Przesyłowego

PDE	Punkt Dostarczania Energii
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
RB	Rynek Bilansujący
SM	Sprzedawca Macierzysty
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URDo	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URDw	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
ORed	Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP

I.2. POJĘCIA I DEFINICJE

Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez Operatora Systemu Przesyłowego lub Dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczna z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce	Punkt w którym ilość energii elektrycznej

Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (pMDD)	dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych, w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej w okresach uśredniania nie większych niż obowiązujące w rozliczeniach na RB.
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Krajowy System Elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią", w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego dla *OSD* (MBosd)	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE należących do Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URBosd), reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy parą *OSD* na napięciu niższym niż 110 kV.
Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego dla źródeł wykorzystujących energię wiatru (MBzw)	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku	Określony przez *OSD* punkt w sieci dystrybucyjnej

Detalicznego (MDD)	poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
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 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 energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
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 Systemu Przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator Systemu Dystrybucyjnego	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.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
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.
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 w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych godzinowych. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa

	energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator Systemu Przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator Systemu Dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedawca Macierzysty	Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci *OSD* funkcję Sprzedawcy z Urzędu.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, 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 IRiESP-Bilansowanie;
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym *OSD* (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego

podstawowy	wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
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.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
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.
Odbiorca w ORed	podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.