WM MALTA Sp. z o.o.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Tekst zatwierdzony przez Zarząd

Tekst obowiązujący od dnia 30 maja 2017 roku

PREZES ZARZĄDU
WM MALTA Sp. z o.o.

.....Wojciech Jasiński.....
Podpis i pieczęć osób zatwierdzających

SPIS TREŚCI

I.A. POSTANOWIENIA OGÓLNE 6

I.B. PODSTAWY PRAWNE OPRACOWANIA IRIESD 8

I.C. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY IRIESD ORAZ STRUKTURA IRIESD 9

I.C.1. ZAKRES ZAGADNIEŃ PODLEGAJĄCYCH UREGULOWANIU W IRIESD ORAZ STRUKTURA IRIESD *9*

I.C.2. PODMIOTY ZOBOWIĄZANE DO STOSOWANIA IRIESD *10*

I.D. WEJŚCIE W ŻYCIE IRIESD ORAZ TRYB DOKONYWANIA I WPROWADZANIA ZMIAN IRIESD 10

I.D.1. WEJŚCIE W ŻYCIE IRIESD *10*

I.D.2. TRYB DOKONYWANIA I WPROWADZANIA ZMIAN IRIESD *11*

I.E. WSPÓŁPRACA Z OSP I INNYMI OPERATORAMI SIECI DYSTRYBUCYJNYCH 12

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE 14

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH 14

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA ODBIORCÓW, WYTWÓRCÓW ORAZ SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH INNYCH OPERATORÓW *14*

II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA I ZAPRZESTANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ *23*

II.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH *26*

III. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 46

III.1. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH *46*

III.2. WARUNKI ŚWIADCZENIA PRZEZ OSDN USŁUG DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ *46*

III.3. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU *47*

IV. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI 48

IV.1. PRZEPISY OGÓLNE *48*

IV.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI *50*

IV.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU, PRZEBUDOWY LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI *50*

IV.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH *50*

IV.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA *51*

IV.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH *52*

IV.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH *52*

IV.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO *53*

IV.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA *53*

IV.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH 54
IV.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC 54

V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 55

V.1. OBOWIĄZKI OSDN 55
V.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO 55
V.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ 57
V.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ 57
V.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 57
V.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 58
V.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE 59
V.8. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSDN 60
V.9. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 60

VI. WSPÓŁPRACA OSDN Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU 61

VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSDN I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU 63

VII.1. DANE PRZEKAZYWANE DO OSDN PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 63

VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH 66

IX. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 66

IX.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE 66
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 OSDN 72

XI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 72

XI.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WARUNKACH NORMALNYCH PRACY SIECI 72

XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ 73

XIII. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI ODBIORCÓW 74

A. POSTANOWIENIA OGÓLNE 78

A.1. POSTANOWIENIA WSTĘPNE 78

A.2. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA ... *79*
A.3. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH ... *82*
A.4. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDN Z OSDP W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM ... *84*
A.5. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI ... *86*
A.6. ZASADY WYMIANY INFORMACJI ... *88*
A.7. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ ... *88*

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD ... 95

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH ... 96

D. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE ... 101

E. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE ... 103

F. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ... 105

F.1. WYMAGANIA OGÓLNE ... *105*
F.2. ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ... *106*
F.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDO ... *108*
F.4. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW ... *109*

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA ... 110

H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI ... 111

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI ... 113

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW ... *114*
2. POJĘCIA I DEFINICJE ... *116*

ZAŁĄCZNIK NR 1 ... 127

ZAŁĄCZNIK NR 2 ... 145

ZAŁĄCZNIK NR 3 ... 147

ZAŁĄCZNIK NR 4 ... 149

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Część ogólna

I.A. Postanowienia ogólne

I.A.1. *WM MALTA Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością* (zwana dalej „*WM MALTA Sp. z o.o.*") jako operator systemu dystrybucyjnego (zwany dalej „OSDn"), wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESD"), na podstawie zapisów ustawy Prawo Energetyczne. *WM MALTA Sp. z o.o.* jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację i planowanie rozwoju sieci, a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwanej dalej „siecią dystrybucyjną OSDn"), zgodnie z niniejszą IRiESD.

I.A.2. *WM MALTA Sp. z o.o.* będąc OSDn prowadzi ruch sieciowy na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta Dąbrowa Górnicza sieciami o napięciu 6 kV oraz sieciami niskich napięć.

I.A.3. *WM MALTA Sp. z o.o.,* jako OSDn jest bezpośrednio połączona z siecią dystrybucyjną operatora sieci dystrybucyjnej mającym bezpośrednie połączenie z siecią OSP, którym jest *TAURON Dystrybucja S.A.* zwanym dalej „OSDp".

I.A.4. OSDn, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne oraz aktami wykonawczymi do niej, jest odpowiedzialny w szczególności za:

1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania;
2) eksploatacje, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego;
3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej;
4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów;
5) dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi;
7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej;
8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii;
9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci

dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci;

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

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

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

c) opracowanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w niniejszej instrukcji,

d) udostępnienie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,

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

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

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDn,
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej;

11) współpracę z OSP i OSDp przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii;

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

13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych;

14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej.

I.A.5. *WM MALTA Sp. z o.o.* dostarcza energię elektryczną na rzecz odbiorców przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej na napięciu 6 kV oraz na niskim napięciu.

I.A.6. *WM MALTA Sp. z o.o.* posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/247/18846/W/OKA/2010/CW wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji

Energetyki w dniu 13 maja 2010 roku.

I.A.7. *WM MALTA Sp. z o.o.* została wyznaczone OSDn decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE") nr DPE–4711-17(5)/2011/18846/UA z dnia 27 stycznia 2011 roku na obszarze określonym w pkt I.A.2., z wyłączeniem zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch jest odpowiedzialny inny operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego elektroenergetycznego wyznaczony w trybie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne.

I.A.8. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci *WM MALTA Sp. z o.o.* lub korzystający z usług świadczonych przez *WM MALTA Sp. z o.o.* są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej „IRiESD"). IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.A.9. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących warunków:

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

I.A.10. OSDn ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem. OSDn nie ponosi odpowiedzialności za skutki działań lub skutki zaniechania działań innych podmiotów określonych w pkt I.C.2.1.

I.B. Podstawy prawne opracowania IRiESD

I.B.1. IRiESD opracowana została przez OSDn na podstawie ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy.

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

1) zawarte w krajowych aktach prawnych, w szczególności w ustawie Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012r. poz. 1059 z późn. zm.) oraz wydanych na jej podstawie aktach wykonawczych;
2) wynikające z koncesji OSDn na dystrybucję energii elektrycznej;
3) wynikające z decyzji Prezesa URE wyznaczającej *WM MALTA Sp. z o.o.* Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji;
4) wynikające z opracowanej przez OSP Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP");
5) wynikające z opracowanej przez OSDp Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSDp.

I.B.3. IRiESD jest regulaminem w rozumieniu art. 384 §1 Kodeksu cywilnego.

I.B.4. IRiESD sporządzona została w języku polskim i ta wersja językowa jest obowiązująca. Inne wersje językowe mają charakter tylko informacyjny.

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

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

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

1) IRiESD - Część ogólna;
2) IRiESD - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (IRiESD- Korzystanie);
3) IRiESD - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD- Bilansowanie).

I.C.1.2. IRiESD – Część ogólna określa w szczególności informacje o OSDn, 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 OSP.

I.C.1.3. IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci określa w szczególności:

a) warunki przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych oraz linii bezpośrednich;
b) wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą;
c) kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
d) warunki współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji;
e) warunki przekazywania informacji pomiędzy OSDn, a odbiorcami;
f) parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu;
g) wymagania w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania;
h) wskaźniki charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej;

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

a) warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi;
b) procedury zgłaszania i przyjmowania do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, umów kompleksowych oraz zawierania umów dystrybucji z URD;
c) zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych;

d) procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe;

e) postępowanie reklamacyjne;

f) procedury zmiany sprzedawcy;

g) zasady kodyfikacji podmiotów;

h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia;

i) zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

j) zasady sprzedaży rezerwowej;

k) zasady wymiany informacji;

l) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

I.C.1.5. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez *WM MALTA Sp. z o.o.* instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe, instrukcje współpracy ruchowej oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.

I.C.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD

I.C.2.1. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

a) *WM MALTA Sp. z o.o.* oraz innych operatorów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze określonym w pkt I.A.2.;

b) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *WM MALTA Sp. z o.o.* na obszarze określonym w pkt I.A.2.;

c) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej *WM MALTA Sp. z o.o.* na obszarze określonym w pkt I.A.2.;

d) przedsiębiorstwa obrotu;

e) sprzedawców;

f) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej *WM MALTA Sp. z o.o.* na obszarze określonym w pkt I.A.2.;

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 nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej w następstwie spełnienia przez *WM MALTA Sp. z o.o.* kryteriów zawartych w ustawie - Prawo energetyczne.

I.D.1.2. IRiESD, jak również wszelkie zmiany IRiESD wchodzą w życie z datą określoną przez *WM MALTA Sp. z o.o.* zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne.

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

I.D.1.4. OSDn publikuje obowiązująca 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 (nazywaną 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.

W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD, a zapisami karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w karcie aktualizacji.

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

a) OSDn opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej;

b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, OSDn publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidywanym na konsultacje.

I.D.2.5. Okres przewidywany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji, przy czym OSDn opracowując zmiany IRiESD odrzuca uwagi bądź propozycje, które zostały doręczone do OSDn, po upływie okresu przewidzianego na konsultacje.

I.D.2.6. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultację OSDn:

a) dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji;

b) wnosi w uzasadnionych przypadkach własne uzupełnienia lub poprawki, wyłącznie gdy potrzeba ich wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag lub propozycji, albo jeżeli mają one charakter redakcyjny lub pisarski lub polegają na usunięciu oczywistej pomyłki;

c) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje;

d) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informację o sposobie ich uwzględnienia oraz zestawienia własnych uzupełnień lub poprawek, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag lub propozycji;

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

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

I.E. Współpraca z OSP i innymi operatorami sieci dystrybucyjnych

I.E.1 *WM MALTA Sp. z o.o.* realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem właściwego, dla danej lokalizacji określonej w pkt I.A.2., operatora systemu dystrybucyjnego (OSDp), z którego siecią dystrybucyjną jest połączona, i który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową. Zgodnie z postanowieniami IRiESP, *WM MALTA Sp. z o.o.* realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego, jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi.

I.E.2 *WM MALTA Sp. z o.o.,* jako OSDn współpracuje z OSP za pośrednictwem właściwego OSDp, którym jest *TAURON Dystrybucja S.A.* na obszarach określonych w pkt I.A.2.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych *WM MALTA Sp. z o.o.* przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci *WM MALTA Sp. z o.o.*

WM MALTA Sp. z o.o., jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (dalej „OSDn") prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci, zgodnie z niniejszą częścią IRiESD (zwaną dalej „IRiESD-Korzystanie") oraz bilansowanie i zarządzanie ograniczeniami systemowymi zgodnie z częścią IRiESD-Bilansowanie.

I.2. *WM MALTA Sp. z o.o.* realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego określone w IRiESD-Korzystanie w systemie dystrybucyjnym, którego obszar został określony w decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu *WM MALTA Sp. z o.o.* 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 odpowiedzialna *WM MALTA Sp. z o.o.*, niezależnie od praw własności tych urządzeń.

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

II.1. Zasady przyłączania odbiorców, wytwórców oraz systemów dystrybucyjnych innych operatorów

II.1.1 Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSDn, w tym także zmiana przez podmiot przyłączony zapotrzebowania na moc, energie elektryczną lub istniejącego układu zasilania następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSDn oraz szczegółowo określonych w ustawie Prawo energetyczne.

OSDn jest obowiązany do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru.

II.1.2 Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSDn obejmuje:

1) pozyskanie przez podmiot od OSDn wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia;
2) złożenie przez podmiot u OSDn wniosku o określenie warunków przyłączenia

wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSDn;

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 OSDn we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, o której mowa w pkt II.1.23;

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 OSDn niezwłocznie zwraca zaliczkę, informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia;

5) w przypadku nie wniesienia przez wnioskodawcę zaliczki w określonym terminie pozostawia się wniosek bez rozpatrzenia (dotyczy podmiotów, które są zobowiązane do wniesienia zaliczki);

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

7) OSDn dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania;

8) w przypadku gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników OSDn informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w IRiESD,

9) OSDn potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust. 8h ustawy Prawo energetyczne, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz, w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7. ust. 8a). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez OSDn dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust. 8h) ustawy Prawo energetyczne. Potwierdzenie pisemne OSDn przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia lub doręcza osobiście,

10) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez OSDn 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;

11) wydanie przez OSDn warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;

12) zawarcie umowy o przyłączenie;

13) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych

zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;

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

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

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

II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia ustala OSDn i udostępnia na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie OSDn. 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. Przepisy pkt II.1.3 oraz pkt II.1.4. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu.

II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy dołączyć w szczególności:

1) dokumenty identyfikujące podmiot przyłączany, takie jak odpis KRS lub wpis do rejestru działalności gospodarczej, kopie nadania NIP i REGON,

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

3) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,

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

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

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

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

2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,

3) moc przyłączeniową,

4) rodzaj przyłącza,

5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,

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

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

8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,

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

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

11) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:

a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,

b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;

12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,

13) wymagania w zakresie:

a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,

b) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,

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

d) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,

e) przystosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych.

14) możliwości dostarczania energii elektrycznej na warunkach odmiennych od standardowych;

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

16) w razie konieczności, 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 dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,

17) w razie konieczności, wykonanie ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci. Zakres i warunki jej wykonania określa OSDn. Koszt wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.8. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa OSDn w warunkach przyłączenia.

II.1.9. OSDn wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

1) 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu

znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

2) 150 dni kalendarzowych 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. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

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

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

Przez realizację przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci do sieci elektroenergetycznej rozumie się budowę odcinka lub elementu sieci służącego do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu ubiegającego się o ich przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z pozostałą częścią sieci.

II.1.13. Umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać co najmniej postanowienia określające:

1) strony zawierające umowę,
2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
3) termin realizacji przyłączenia,
4) wysokość opłaty za przyłączenie i sposób jej uregulowania,
5) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSDn i instalacji podmiotu przyłączanego,
6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
8) warunki udostępnienia OSDn 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 energii elektrycznej,
10) planowane ilości energii elektrycznej przewidzianej do odbioru,
11) moc przyłączeniową,
12) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSDn,
13) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej

rozwiązania,

14) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania,

15) harmonogram przyłączenia,

II.1.14. OSDn ma prawo do kontroli przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji i sieci, do kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, do kontroli układów pomiarowo-rozliczeniowych, do kontroli w zakresie dotrzymania wymagań zawartych w umowach oraz określonych w warunkach przyłączenia, a także prawidłowości rozliczeń. Kontrolę przeprowadzają osoby upoważnione przez OSDn.

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. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez operatora systemu dystrybucyjnego podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują temu operatorowi dane określone w pkt VII.1.

II.1.17. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, w momencie, gdy wystąpi taka konieczność, są zobowiązane do opracowania na żądanie OSDn, Instrukcji Współpracy Ruchowej (IWR) podlegającej uzgodnieniu z OSDn.

II.1.18. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

II.1.19. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego na podstawie opracowywanych przez tego operatora warunków przyłączenia może wpłynąć na warunki pracy sieci innego operatora systemu dystrybucyjnego, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień, w zakresie wzajemnego ponoszenia skutków wynikających z przyłączenia do sieci. Operator systemu dystrybucyjnego wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami.

II.1.20. Zasady wzajemnego przyłączania sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych są regulowane umowami. Umowy te powinny zawierać co najmniej informacje określone w pkt II.1.13., natomiast warunki przyłączenia postanowienia zawarte w pkt II.1.7.

II.1.21. Za przyłączenie do sieci pobiera się opłatę ustaloną na podstawie następujących zasad:

1) za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;

2) za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, stawki te mogą być kalkulowane w odniesieniu do wielkości mocy przyłączeniowej, jednostki długości odcinka

sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka;

3) za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem:

a) instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów,

b) mikroinstalacji, za której przyłączenie do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej nie pobiera się opłaty.

II.1.22. Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości określonej w Ustawie – Prawo energetyczne za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia, z zastrzeżeniem, iż wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż próg określony w Ustawie – Prawo energetyczne. W przypadku gdy wysokość zaliczki przekroczy wysokość opłaty za przyłączenie do sieci, różnica między wysokością wniesionej zaliczki a wysokością tej opłaty podlega zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki. Zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.

II.1.23. W przypadku podmiotów, o których mowa w pkt II.1.22, OSDn:

1) odmówi wydania warunków przyłączenia lub zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia, jest obowiązane niezwłocznie zwrócić pobraną zaliczkę;

2) wyda warunki przyłączenia po terminie, o którym mowa w pkt II.1.9., jest obowiązane do wypłaty odsetek od wniesionej zaliczki liczonych za każdy dzień zwłoki w wydaniu tych warunków;

3) wyda warunki przyłączenia, które będą przedmiotem sporu między OSDn, a podmiotem ubiegającym się o ich wydanie i spór zostanie rozstrzygnięty na korzyść tego podmiotu, jest obowiązane zwrócić pobraną zaliczkę wraz z odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki do dnia jej zwrotu, o ile nie nastąpi przyłączenie.

Stopę odsetek przyjmuje się w wysokości określonej zgodnie z art. 7. ust. 8k. ustawy – Prawo energetyczne.

II.1.24. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot, o którym mowa w pkt II.1.22., poza dokumentami określonymi w pkt II.1.6., w przypadku przyłączania do sieci źródeł innych niż mikroinstalacje, dołącza w szczególności:

a) wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu

przestrzennym,

b) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku,

c) parametry techniczne jednostki wytwórczej.

Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją.

II.1.25. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego do OSDn, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSDn.

II.1.26. Zgłoszenie, o którym mowa w pkt II.1.25. zawiera w szczególności:

1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji;

2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa ustawie Prawo energetyczne, informacja ta musi być poświadczona przez instalatora mikroinstalacji posiadającego certyfikat uprawniający do montażu takich instalacji lub odpowiednie świadectwo kwalifikacyjne uprawniające do wykonywania i eksploatacji instalacji elektrycznych.

Do zgłoszenia, podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany dołączyć oświadczenie następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.". Klauzula ta zastępuję pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.

OSDn:

a) potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia,

b) jest obowiązany dokonać przyłączenia do sieci mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w pkt II.1.25. w terminie 30 dni od dnia dokonania tego zgłoszenia.

II.1.27. Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. ustawy – Prawo energetyczne. Szczegółowe warunki przyłączenia, wymagania techniczne oraz warunki współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym określają przepisy wydane na podstawie art. 9 ust. 3. ustawy – Prawo energetyczne.

II.1.28. W przypadku gdy OSDn odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii

z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła OSDn określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.29. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, OSDn powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSDn wydaje warunki przyłączenia;

2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, OSDn odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa w pkt II.1.9., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

II.1.30. OSDn jest obowiązany określić w warunkach przyłączenia przewidywany harmonogram przyłączania odnawialnego źródła energii, uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.

II.1.31. W przypadku gdy OSDn odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, OSDn za przyłączenie do sieci może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci, w takim przypadku zapisów pkt II.1.21.1) i 2) oraz 3) lit. a) nie stosuje się.

II.1.32. Przyłączany podmiot jest obowiązany umożliwić OSDn, w obrębie swojej nieruchomości budowę i rozbudowę sieci w zakresie niezbędnym do realizacji przyłączenia oraz udostępnić pomieszczenia lub miejsca na zainstalowanie układów pomiarowych, na warunkach określonych w umowie o świadczenie usługi przyłączenia do sieci. OSDn jest obowiązane powiadomić przyłączany podmiot o planowanych terminach prac z wyprzedzeniem umożliwiającym przyłączanemu podmiotowi przygotowanie nieruchomości lub pomieszczeń do przeprowadzenia i odbioru tych prac

II.1.33. OSDn ma obowiązek wydać, na wniosek zainteresowanego, oświadczenie, o którym mowa w przepisach prawa budowlanego, o zapewnieniu dostawy energii elektrycznej oraz warunkach przyłączenia obiektu budowlanego do sieci.

II.1.34. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określa niniejsza IRiESD, w szczególności pkt II.3. oraz Załącznik nr 1 do IRiESD.

II.1.35. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSDn urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

II.2. Zasady odłączania i zaprzestania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej

II.2.1. Zasady odłączania i zaprzestania dostarczania energii elektrycznej podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSDn określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSDn, Sprzedawców oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.

II.2.2. OSDn zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej lub odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej OSDn w przypadku:

1) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
2) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.2.3. OSDn po zaprzestaniu dostarczania energii elektrycznej może odłączyć podmiot od sieci z zachowaniem zasad odłączania określonych w niniejszym rozdziale.

II.2.4. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSDn składany przez podmiot zawiera w szczególności:

1) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
2) przyczynę odłączenia,
3) proponowany termin odłączenia.

II.2.5. OSDn ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSDn o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W w/w zawiadomieniu OSDn informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.

II.2.6. OSDn dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSDn, uzgadnia z OSDn tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej. Zasady rozliczenia kosztów wynikające z konieczności przebudowy/zmian w sieci będące konsekwencją odłączenia, a powstałe po stronie OSDn zostaną określone w umowie pomiędzy OSDn a podmiotem odłączanym.

II.2.7. OSDn uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemu dystrybucyjnego, tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSDn ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.

II.2.8. W uzasadnionych przypadkach, kiedy sposób odłączenia podmiotu wymaga czynności o określonej kolejności, szczególnie w kilku stacjach elektroenergetycznych, OSDn sporządza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSDn, określające w szczególności:

1) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
2) termin odłączenia,

3) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSDn za prawidłowe odłączenie podmiotu,

4) 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,

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

II.2.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej OSDn po odłączeniu danego podmiotu od sieci OSDn odbywa się na zasadach opisanych w pkt II.1.

II.2.10. OSDn może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej, z zastrzeżeniem pkt II.2.15. – II.2.17., podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSDn bez wniosku, jeżeli :

1) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności;

2) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej,

3) brak zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie - Prawo energetyczne.

II.2.11. OSDn wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli, instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska

II.2.12. OSDn na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje, z zastrzeżeniem pkt II.2.15. – II.2.17., dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

II.2.13. OSDn jest obowiązany niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej, które nastąpiło z powodów, o których mowa w pkt II.2.10., pkt II.2.11. oraz pkt II.2.12., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

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

II.2.14. Przepisów pkt II.2.10.1) oraz pkt II.2.12., nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

Realizacja przez OSDn wstrzymania dostarczania energii elektrycznej w przypadku, o którym mowa w pkt II.2.12. oraz w przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez OSDn odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez OSDn informacji, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy może spowodować bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska (a w szczególności uniemożliwi pracę aparatury wspomagającej funkcje życiowe lub pracę urządzeń zapobiegających przed wystąpieniem niekontrolowanej reakcji chemicznej) - OSDn może opóźnić

wstrzymanie dostarczania energii do czasu wykonania przez odbiorcę czynności usuwających powyższe zagrożenie. W takiej sytuacji, w przypadku gdy wstrzymanie miało nastąpić na wniosek sprzedawcy, OSDn zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

II.2.15. W przypadku, o którym mowa w pkt II.2.12., OSDn bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie do 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do OSDn wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku OSDn podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.

II.2.16. W przypadku wystąpienia:

a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,

b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,

c) konieczność wykonania wyłączeń planowych,

d) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii,

termin, o którym mowa w pkt II.2.15. może ulec wydłużeniu

II.2.17. OSDn powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej

II.2.18. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wniosek sprzedawcy, w terminach o których mowa w pkt II.2., w tym z przyczyn niezależnych od OSDn, OSDn w terminie do 3 dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej

II.2.19. Wymiana informacji, o których mowa w pkt II.2., pomiędzy OSDn i sprzedawcą odbywa się zgodnie z Generalną Umową Dystrybucyjną (GUD) za pośrednictwem poczty elektronicznej na adresy email wskazane w GUD.

W przypadku wdrożenia przez OSDn systemu informatycznego do wymiany informacji ze sprzedawcami, OSDn poinformuje Sprzedawcę o gotowości do wymiany informacji za pośrednictwem przedmiotowych systemów informatycznych oraz jej zakresie na 90 dni przed planowanym uruchomieniem wymiany z wykorzystaniem systemów.

II.2.20. OSDn może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy podmiot nie dostosował urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia zasilania, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie.

II.2.21. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadek opisany w pkt II.2.10.2) może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.

II.2.22. OSDn może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy służący do rozliczeń za dostarczaną energię elektryczną, jeżeli odbiorca:

1) co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobraną energię elektryczną, w tym na rzecz sprzedawcy, albo świadczone usługi przez okres co najmniej 30 dni po upływie terminu płatności;
2) nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego są dostarczane paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło;
3) użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi OSDn. W razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego OSDn może rozwiązać umowę sprzedaży energii lub/i świadczenia usług dystrybucyjnych.

II.2.23. OSDn może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do jego sieci w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, OSDn w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci OSDn jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.

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

II.3.1. Wymagania ogólne

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

1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów 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.3.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach:

prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

II.3.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE, zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

II.3.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub w niniejszej IRiESD, 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 w umowie kompleksowej, bądź zawartych w niniejszej IRiESD.

II.3.1.5. W przypadku, gdy spełnienie przez podmiot przyłączany do sieci OSDn wymagań technicznych określonych w pkt II.3.1.1. do 4., nie jest możliwe, podmiot przyłączany zobowiązany jest do opracowania innych wymagań, przedstawienia uzasadnienia proponowanych odstępstw od tych wymagań oraz ich uzgodnienia z OSDn, z zastrzeżeniem spełnienia wymagań określonych w ustawie - Prawo energetyczne oraz przepisach wykonawczych do tej ustawy.

II.3.1.6. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.

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

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

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

II.3.2.2. OSDn określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (dalej zwane „EAZ") 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.

II.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

II.3.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a OSDn, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1.

Załącznik nr 1. określa również dodatkowe kryteria oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci SN i nN.

II.3.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt II.3.3.1. obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

1) układów wzbudzenia,
2) układów regulacji napięcia,
3) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
4) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
5) urządzeń regulacji pierwotnej,
6) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
7) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
8) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
9) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
10) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

II.3.4. Wymagania techniczne dla linii bezpośrednich

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

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

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

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

II.3.4.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt II.3.6.

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

II.3.4.7. OSDn może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Czasowe wyłączenie lub załączenie linii odbywa się na zasadach określonych w instrukcji współpracy lub umowy o świadczenie usług dystrybucji.

II.3.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

II.3.5.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych i modernizowanych.

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

Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia czynnych urządzeń i układów EAZ, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań określonych w IRiESD, podmiot przyłączany zobowiązany jest do opracowania innych wymagań, przedstawienia uzasadnienia proponowanych odstępstw od tych wymagań oraz ich uzgodnienia z OSDn, z zastrzeżeniem spełnienia wymagań określonych w ustawie - Prawo energetyczne oraz przepisach wykonawczych do tej ustawy.

II.3.5.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSDn. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektowania uzgadniane i zatwierdzane przez OSDn. Dotyczy to w szczególności doboru i nastaw funkcji zabezpieczeniowych, realizacji impulsów wyłączających oraz sposobu zasilania napięciem pomocniczym.

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

II.3.5.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

II.3.5.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.

II.3.5.5. OSDn określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.3.5.6. OSDn dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

II.3.5.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.3.5.8. Nastawy EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiorczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiorczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadziałaniem.

II.3.5.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było

rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego, nawet wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.

II.3.5.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi obwodami: pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączjącymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.

II.3.5.11. 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 w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnicy prądu stałego w wymaganych granicach.

II.3.5.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.

II.3.5.13. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.

II.3.5.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

II.3.5.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację.

II.3.5.16. OSDn prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.3.5.17. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn zobowiązane są do eksploatowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego OSDn, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym.

W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSDn podmiotom tym w szczególności 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.3.5.18. OSDn może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.3.5.19. 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.3.5.20. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSDn podlegają im również urządzenia EAZ.

II.3.5.21. Stosuje się następujące sygnalizacje:

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

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,

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

II.3.6. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.3.6.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie. Wymagania techniczne dotyczą:

a) nowych i modernizowanych układów pomiarowo–rozliczeniowych energii elektrycznej;

b) układów pomiarowo–rozliczeniowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu Instrukcji w życie skorzystają z prawa wyboru Sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD spoczywa na ich właścicielu.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD, przy czym dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego podlega weryfikacji przez OSDn.

II.3.6.2. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe oraz w liczniki energii elektrycznej trójsystemowe.

II.3.6.3. 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 generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez OSDn ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w

rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Za zgodą OSDn, w szczególnie uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla nowo przyłączanych odbiorców III grupy przyłączeniowej. Zgoda OSDn uwarunkowana jest m.in. akceptacją przez odbiorcę doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie.

II.3.6.4. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego (URB) instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESD OSDp.

II.3.6.5. OSDn wraz z OSDp 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.3.6.6. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.6.7. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

a) wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,

b) wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

Wymagania co do protokołu transmisji danych w tym głównie szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa OSDn.

II.3.6.8. Wprowadza się następujące kategorie układów pomiarowych:

a) kategoria 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 elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,

b) kategoria 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),

c) kategoria 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),

d) kategoria 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),

e) kategoria 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 (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh (wyłącznie),

f) kategoria C1-układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,

g) kategoria C2-układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh.

II.3.6.9. Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii określonych w pkt II.3.6.8. dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków, o których mowa w pkt II.3.6.1. a) i b).

Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt II.3.6.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSDn.

Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów, tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem mocy umownej podmiotu, o ile ta moc jest znana. W przeciwnym przypadku uwzględnia się moc przyłączeniową.

II.3.6.10. 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.3.6.11. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

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

b) dla pozostałych kategorii – stosowanie jednego układu pomiarowo-rozliczeniowego. Dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu

pomiarowo-rozliczeniowego. W tym przypadku jako układ pomiarowo kontrolny należy rozumieć licznik energii elektrycznej.

II.3.6.12. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania, w taki sposób aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb i podlegają plombowaniu przez OSDn. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.3.6.13. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSDn może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat), zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.

II.3.6.14. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania) potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami, w szczególności w przypadku liczników energii czynnej klasy 0,2 – zgodnie z normą PN-EN62053-22. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Okres ważności wzorcowania liczników energii elektrycznej czynnej klasy 0,2 równy jest okresowi ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) liczników klasy C, podlegających prawnej kontroli metrologicznej.

II.3.6.15. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub OSDn.

II.3.6.16. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa OSDn w warunkach przyłączenia. Dodatkowo miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być określone w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.3.6.17. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, odbiorca lub OSDn ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.

II.3.6.18. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSDn.

II.3.6.19. OSDn przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni

kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSDn, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSDn zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.3.6.20. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.

II.3.6.21. OSDn przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.3.6.22. Jeżeli OSDn nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSDn zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania, o ile żadna ze stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.3.6.23.

II.3.6.23. W ciągu 30-stu dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub OSDn może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSDn umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.3.6.24. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt II.3.6.23. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.3.6.25. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.

II.3.6.26. 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.3.6.20. i pkt II.3.6.24., a OSDn 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.3.6.27. 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.3.6.28. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSDn wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.3.6.29. Bez względu na kategorię układu pomiarowo-rozliczeniowego OSDn ma prawo zainstalować w podstawowym układzie pomiarowym własny licznik energii elektrycznej, komunikujący się z LSPR.

II.3.7. Ogólne wymagania dotyczące przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych

II.3.7.1. Przekładniki prądowe dla układów pomiarowych zaliczanych do kategorii określonych w pkt II.3.6.8. (z wyłączeniem kategorii C1) powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.

W przypadku źródeł, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

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

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

W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny powinien wynosić 5A.

II.3.7.2. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników.

II.3.7.3. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.3.7.4. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do OSDn. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

II.3.7.5. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających

II.3.7.6. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowozabudowanych i modernizowanych powinien być ≤5. W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS>5, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

II.3.7.7. Przekładniki prądowe i napięciowe służące do pomiaru energii elektrycznej musza być wyposażone w osłony zacisków wtórnych przystosowane do plombowania. Przekładniki prądowe przełączalne służące do pomiarów energii elektrycznej muszą być zainstalowane w miejscach lub posiadać osłony zacisków pierwotnych uniemożliwiające nieautoryzowana zmianę przekładni.

II.3.8. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B

II.3.8.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w pkt II.3.6.8. lit. a) powinny być spełnione następujące wymagania:

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

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

c) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 ,

d) 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,

e) 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,

f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,

h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR OSDn nie częściej niż 4 razy na dobę,

i) 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, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej),

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

II.3.8.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, o których mowa w pkt II.3.6.8. lit. b). 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 pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,

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 pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz potrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDn nie częściej niż raz na dobę, z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,

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

II.3.8.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, o których mowa w pkt II.3.6.8. lit. c) powinny być spełnione następujące wymagania:

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

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 pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz potrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDn nie częściej niż raz na dobę, z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,

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

II.3.8.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, o których mowa w pkt II.3.6.8. lit. d) powinny być spełnione następujące wymagania:

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

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 pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie

i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,

e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDn nie częściej niż raz na dobę, z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,

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

II.3.8.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, o których mowa w pkt II.3.6.8. lit. e) powinny być spełnione następujące wymagania:

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

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) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,

e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDn co najmniej raz na dobę, z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,

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

II.3.9. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C

II.3.9.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1, o których mowa w pkt II.3.6.8. lit. f). są następujące:

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

b) w przypadku konieczności analizy profilu obciążenia OSDn może zadecydować o wymogu:

- realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
- realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSDn, przy czym zaleca się transmisję danych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc),
- pomiaru mocy i energii biernej.

II.3.9.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2, o których mowa w pkt II.3.6.8. lit. g). są następujące:

a) przekładniki prądowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,

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 pomiarowo-rozliczeniowe 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 pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDn nie częściej niż raz na dobę, z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,

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

II.3.10. Wymagania dla sieci SN

II.3.10.1. Jeśli w IRiESD-Korzystanie nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor i tylko w przypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci), oraz zabezpieczeń w polu pomiaru napięcia.

II.3.10.2. 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.3.10.3. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.3.10.4. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN do nowych warunków pracy

II.3.10.5. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

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

b) 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,

c) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno–kablowa - jeśli OSDn tego wymaga,

d) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,

e) umożliwiające współpracę ze stacyjną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe - jeśli OSDn tego wymaga,

f) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli OSDn tego wymaga.

II.3.10.6. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

a) 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,

b) 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,

c) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno–kablowa - jeśli OSDn tego wymaga,

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

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

f) 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.3.10.7. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

a) 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,

b) 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,

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

d) 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.3.10.8. Pola transformatorów potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

a) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wyprowadzeniach,

b) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,

c) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

II.3.10.9. 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.3.10.10. 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.3.10.11. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

a) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,

b) zabezpieczenie nadprądowe zwarciowe działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie.

II.3.10.12. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

c) 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,

d) 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.3.10.13. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

a) 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,

b) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z OSDn,

c) 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,

d) zabezpieczenie szyn zbiorczych. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,

e) SZR, jeśli rozdzielnia SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Decyzja o zabudowie należy uzgadniać z OSDn.

II.3.10.14. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

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

b) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.3.11. Wymagania dla transformatorów

II.3.11.1. Transformatory SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):

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

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

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

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

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

II.3.12. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki

II.3.12.1. Wymagania i zalecenia dotyczące systemu nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują OSDn oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej – w obiektach modernizowanych i podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej OSDn.

II.3.12.2. Bezobsługowe stacje o górnym napięciu SN a także w uzasadnionych przypadkach stacje 0,4 kV powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemechaniki stacje elektroenergetyczne z obsługą.

II.3.12.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

a) systemy nadzoru muszą być kompatybilne z systemem nadzoru OSDn. Systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,

b) systemy nadzoru powinny być połączone z systemem nadzoru OSDn z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych.

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) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów nadzoru posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji.

e) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez OSDn,

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

II.3.12.4. Wybrane rozdzielnie podmiotów zewnętrznych powinny retransmitować do systemu nadzoru OSDn co najmniej następujące informacje:

a) sygnalizację położenia łączników na rozdzielni,

b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,

c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,

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

II.3.12.5. Ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być modernizowane co najmniej do standardu telemechaniki umożliwiającej:

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 przeciwpożarową.

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

II.3.12.6. Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

II.3.13. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.3.13.1. OSDn odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu dla obszaru swojego działania.

II.3.13.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym głównie z OSDp oraz w razie konieczności z wybranymi odbiorcami końcowymi.

OSDn podejmuje decyzję o konieczności zabudowy infrastruktury telekomunikacyjnej u odbiorcy końcowego z uwzględnieniem zapisów pkt II.3.13.3.

II.3.13.3. W przypadkach, w których wymagane jest dostosowanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej do potrzeb wymienionych w pkt II.3.13.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań w obszarze budowy, eksploatacji oraz zapewnienia pewności i jakości transmisji.

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 parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.

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

III.1.3. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz taryfie OSDn.

III.2. Warunki świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej

III.2.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

a) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,

b) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

III.2.2. OSDn świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:

a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,

b) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców,

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

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

e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,

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

g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,

h) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz je uwzględnia w IRiESD.

III.2.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.

III.2.4. OSDn opracowuje i udostępnia użytkownikom systemu wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej właściwe dla poszczególnych grup (typów) użytkowników systemu dystrybucyjnego.

III.2.5. Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej OSDn. Obowiązek publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.

III.2.6. Wzory umów, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do przygotowania projektu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

III.2.7. Przepisy związane z przyłączeniem szczegółowo opisane w pkt II.1. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.

III.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

III.3.1. Postanowienia ogólne

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

W celu realizacji powyższego obowiązku OSDn opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z pkt VI.8. niniejszej instrukcji.

III.3.1.2. OSDn stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności OSDn stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

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

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

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

d) powiadamia ze zgodnym z obowiązującymi przepisami wyprzedzeniem, o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej OSDn,

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

f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy OSDn,

g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,

h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,

i) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w niniejszej IRiESD.

III.3.1.3. Na żądanie odbiorcy OSDn dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie - Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz zgodnie z pkt II.3.6.

III.3.2. Postępowanie reklamacyjne

Składanie i rozpatrywanie reklamacji odbywa się na zasadach opisanych w rozdziale E niniejszej IRiESD - Bilansowanie.

IV. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

IV.1. Przepisy ogólne

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

Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

a) niezawodności współdziałania z siecią,

b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,

c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

IV.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDn obejmują

zagadnienia związane z:

a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,

b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,

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

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

e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

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

Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD. Szczegółowy zakres obowiązków powierzonych prowadzącemu eksploatację określają zapisy umowy zawartej na tą okoliczność.

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

IV.1.5. OSDn prowadzi eksploatację należących do OSDn 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 OSDn zobowiązane są do eksploatowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

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

IV.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa OSDn zgodnie z niniejszą IRiESD.

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

IV.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełniania przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków określonych w niniejszej IRiESD oraz warunków określonych w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt X.2. Ponadto przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje, w zależności od potrzeb powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

IV.2.2. Jednostki wytwórcze oraz inne urządzenia określone przez OSDn przyłączane lub przyłączone do sieci SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

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

IV.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w uzgodnieniu z OSDn dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

IV.2.5. OSDn, w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

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

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

IV.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu, przebudowy lub wycofania z eksploatacji wymaga uzgodnienia z OSDn.

IV.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorami systemów dystrybucyjnych

IV.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieci dystrybucyjnej OSDn są prowadzone w uzgodnieniu z OSDn.

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

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

IV.5. Dokumentacja techniczna i prawna

IV.5.1. Właściciel obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:

a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację techniczną i prawną,

b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.

IV.5.2. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

a) dokumentację projektową i powykonawczą,

b) w zależności od potrzeb, protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i zagrożenia wybuchem,

c) dokumentację techniczno-ruchową urządzeń,

d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,

e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

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

a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób,

b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,

c) instrukcję współpracy ruchowej (IWR) opracowaną zgodnie z pkt II.1.17.,

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

e) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych prób i pomiarów,

f) protokoły badań zakłóceń, o ile są wymagane,

g) wykaz niezbędnych części zamiennych,

h) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,

i) dziennik operacyjny,

j) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,

k) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,

l) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych.

IV.5.4. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela lub przez podmiot prowadzący eksploatację na mocy umowy z właścicielem obiektu/urządzenia. W zależności od potrzeb i rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

a) ogólną charakterystykę urządzenia,

b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,

c) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,

d) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,

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

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

g) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,

h) wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,

i) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,

j) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,

k) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego;

l) zakres wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej.

IV.5.5. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,

b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,

c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,

d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.

IV.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

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

IV.6.2. W przypadku powierzenia OSDn prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

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 OSDn informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością pracy ich urządzeń i instalacji.

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

a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,

b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,

c) wyniki pomiarów i prób eksploatacyjnych,

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

e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,

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

IV.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt IV.7.2. są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową organizację prac eksploatacyjnych.

IV.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej OSDn rozstrzyga OSDn.

IV.7.5. OSDn sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej OSDn.

IV.7.6. W przypadku wystąpienia awarii lub zakłóceń w sieci dystrybucyjnej OSDn w uzasadnionych przypadkach może zażądać od podmiotów przyłączonych udzielenia niezbędnych informacji ruchowych mogących mieć wpływ na analizę awarii i zakłóceń, w szczególności informacji o działaniach automatyki zabezpieczeniowej oraz postępowaniu służb ruchowych.

IV.8. Ochrona środowiska naturalnego

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

IV.8.2. OSDn oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn 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 prawa.

IV.9. Ochrona przeciwpożarowa

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

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

dystrybucyjnej.

IV.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

IV.10.1. OSDn opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:

a) oględziny, przeglądy oraz pomiary i badania,

b) modernizacje.

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

IV.10.3. W przypadku zaistnienia zdarzenia wymienionego w pkt IV.10.2. podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, są zobowiązane do zastosowania się do zaleceń OSDn i umożliwią OSDn ich realizację bez względnej zwłoki czasowej (niezwłocznie).

IV.10.4. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn, w tym w szczególności na napięci wyższym niż 1kV, uzgadniają z OSDn prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

IV.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej OSDn ustalonego w pkt V.6.

IV.10.6. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSDn przekazują do OSDn zgłoszenia wyłączeń elementów sieci na zasadach określonych w pkt V.6.

IV.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

IV.11.1. OSDn opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące urządzenia, instalacje i sieci OSDn.

IV.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni na zajmowanych stanowiskach.

V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

V.1. Obowiązki OSDn

V.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego OSDn 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) prowadzi działania polegające na dysponowaniu pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej innych niż JWCD i JWCK,

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 OSDn 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 OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP, na zasadach określonych w IRiESD OSDp.

V.1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego OSDn może odbywać się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, kwartalnych lub/i rocznych.

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

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

V.2.2. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich jest OSDn.

V.2.3. Służby dyspozytorskie OSDn działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji współpracy.

V.2.4. OSDn przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

a) układami pracy sieci dystrybucyjnej OSDn,

b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD i JWCK,

c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej OSDn,

d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni operatorzy systemów dystrybucyjnych, na podstawie zawartych umów,

e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.

V.2.5. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt V.2.4., sprawują operatywne kierownictwo oraz nadzór nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający w szczególności na:

a) monitorowaniu pracy urządzeń,

b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych,

c) dokonywaniu czynności łączeniowych i regulacyjnych,

d) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,

e) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

V.2.6. Zasady współpracy służb dyspozytorskich OSDn ze służbami dyspozytorskimi OSDp oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy ruchowej.

OSDn może zawierać instrukcje współpracy ruchowej regulujące zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

V.2.7. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez OSDn, na żądanie OSDn, opracowują i uzgadniają z nim instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.

V.2.8. Przedmiotem instrukcji, o której mowa w pkt V.2.6. jest w zależności od potrzeb:

a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,

b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,

c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,

d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w rozdziale V.1.,

e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,

f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,

g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,

h) zakres i tryb obiegu informacji,

i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.

V.2.9. Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączeń ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych zgodnie z opracowanymi i zatwierdzonymi instrukcjami współpracy ruchowej oraz niniejszą IRiESD.

V.2.10. W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, OSDn może powołać komisję, która ustala przebieg awarii i przyczyny jej powstania, a także proponuje

działania zapobiegawcze.

V.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej

V.3.1. OSDn sporządza i udostępnia plany pracy jednostek wytwórczych innych niż JWCD oraz plany utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej.

V.3.2. W razie wystąpienia takiej konieczności OSDn sporządza i udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

V.3.3. W razie wystąpienia takiej konieczności wybrane jednostki wytwórcze, a także odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSDn uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez OSDn.

V.3.4. OSDn zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

V.3.5. OSDn, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

V.3.6. OSDn ustala sposób udostępniania planów, o których mowa w pkt V.3.1. i pkt V.3.2.

V.3.7. Realizacja działań określonych w punktach V.3.1. do V.3.5. odbywa się w uzgodnieniu z OSDp, jeżeli praca jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn ma wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej OSDp. Jednostki wytwórcze i odbiorców końcowych obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESD OSDp.

V.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

V.4.1. OSDn sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.

V.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSDn uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

V.5. Programy pracy sieci dystrybucyjnej

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

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

V.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb, powinien

obejmować:

a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
b) wymagane poziomy napięcia,
c) wartości mocy zwarciowych,
d) rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
e) dopuszczalne obciążenia,
f) warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
h) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
i) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
j) harmonogram pracy transformatorów,
k) wykaz jednostek wytwórczych.

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

V.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej

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

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

V.6.3. Podmiot zgłaszający do OSDn propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:

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

V.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSDn wyłączenie elementu sieci o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawia celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSDn ma prawo zażądać od podmiotu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do operatora systemu dystrybucyjnego w terminie co najmniej 14 dni przed planowanym wyłączeniem.

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

V.6.5. OSDn podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni roboczych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia. W przypadku odrzucenia propozycji wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej, OSDn przedstawia podmiotowi zgłaszającemu powód odrzucenia.

V.6.6. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

V.7. Programy łączeniowe

V.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.

Służby dyspozytorskie OSDn 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:

a) charakterystykę załączanego elementu sieci,

b) opis stanu łączników przed realizacją programu,

c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,

d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,

e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,

f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,

g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

V.7.4. Propozycje programów łączeniowych należy przekazywać do zatwierdzenia do OSDn w terminie co najmniej 14 dni przed planowanym terminem realizacji programu.

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

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

V.7.7. Terminy wymienione w pkt V.7.4. i V.7.5. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

V.8. Dane przekazywane przez podmioty do OSDn

V.8.1. OSDn otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP oraz od OSDp dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESD OSDp.

V.8.2. Wskazani odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSDn sporządzają i przesyłają na piśmie do OSDn prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w zakresie i terminach określonych w pkt VII.1.

V.8.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroinstalacji), przekazują na żądanie OSDn, w formie i terminach ustalonych z OSDn następujące informacje:

a) 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,

b) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej doby planowanego okresu,

c) 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,

d) wartość sumaryczną wytworzonej mocy (wykonanie) przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby.

V.8.4. Osoba fizyczna wytwarzająca energię elektryczną w mikroinstalacji niebędąca przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, informuje OSDn, na którego obszarze działania jest przyłączona mikroinstalacja, o zmianie rodzaju mikroinstalacji oraz zainstalowanej mocy elektrycznej w mikroinstalacji, w terminie 14 dni od dnia zaistnienia tej zmiany. Przepisy te stosuje się odpowiednio do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji.

V.8.5. Prognozy roczne na następny rok kalendarzowy powinny być przekazywane przez podmioty przyłączone do sieci OSDn w terminach określonych w zawartych umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowach kompleksowych.

V.9. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

V.9.1. OSDn dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, innych niż JWCD i JWCK określa:

a) czas synchronizacji,
b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
c) planowane obciążenie mocą czynną,
d) czas odstawienia.

V.9.2. OSDn uzgadnia z OSDp zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn innych niż JWCD i JWCK, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy sieci OSDp.

V.9.3. OSDn 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 systemu elektroenergetycznego OSDn.

V.9.4. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania do OSDn informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.

V.9.5. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSDn.

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

VI.1. OSDn współpracuje z następującymi operatorami:

a) operatorem systemu przesyłowego, za pośrednictwem OSDp,
b) operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym z OSDp,
c) operatorami handlowo-technicznymi,
d) operatorami handlowymi,
e) operatorami pomiarów.

oraz innymi użytkownikami systemu, w tym z odbiorcami, wytwórcami i Sprzedawcami.

VI.2. Sieć dystrybucyjna OSDn nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią OSP. OSDn realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSDp, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

VI.3. Zasady i zakres współpracy OSDn i OSDp zawarte w pkt VI.2., są określone w niniejszej IRiESD, IRiESD OSDp i IRiESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSDn i OSDp.

VI.4. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy OSDn, a użytkownikami systemu są określone w poszczególnych rozdziałach niniejszej IRiESD, a także w instrukcjach współpracy ruchowej i umowach zawartych pomiędzy OSDn i użytkownikami systemu.

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

VI.6. Zasady współpracy służb dyspozytorskich OSDn ze służbami dyspozytorskimi OSDp oraz służbami dyspozytorskimi innych operatorów i podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy ruchowej.

OSDn może zawierać instrukcje współpracy ruchowej regulujące zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

VI.7. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez OSDn, na żądanie OSDn, opracowują i uzgadniają z nim instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.

VI.8. OSDn umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci, również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSDn zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (GUD),

b) aktualną listę sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi OSDn zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej

c) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania OSDn,

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

VI.9. Przedmiotem instrukcji współpracy, służb dyspozytorskich OSDn ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp jest w zależności od potrzeb:

a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,

b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,

c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,

d) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,

e) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,

f) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,

g) zakres i tryb obiegu informacji,

h) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

VI.10. Instrukcja współpracy, służb dyspozytorskich OSDn z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSDn zawiera co najmniej:

a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
b) eksploatacyjne granice stron,
c) zakres i tryb obiegu informacji,
d) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez OSDn.

VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSDn I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

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

VII.1.1. Zakres danych

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

a) dane opisujące stan istniejący,
b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSDn.

VII.1.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

VII.1.2. Dane opisujące stan istniejący

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

a) nazwę węzła i napięcie przyłączenia,
b) moc osiągalną,
c) schematy główne układów elektrycznych,
d) dane jednostek wytwórczych,
e) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

VII.1.2.2. Odbiorcy wskazani przez OSDn przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDn następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

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

b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,

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

VII.1.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła,

b) rodzaj i schemat stacji,

c) rodzaj pól i ich wyposażenie,

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

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

f) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+", dławiki ze znakiem „-",

g) układ normalny pracy.

VII.1.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła początkowego,

b) nazwę węzła końcowego,

c) rezystancję linii

d) długość linii, typ i przekrój przewodów,

e) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,

f) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.

VII.1.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,

b) dane znamionowe,

c) model zwarciowy.

VII.1.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

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

b) sprawność przemiany energetycznej,

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

d) produkcje energii elektrycznej,

e) wskaźniki odstawień awaryjnych,

f) parametry jakościowe paliwa i jego zużycie,

g) emisję zanieczyszczeń SO_2, NO_x, pyły i CO_2,

h) stosowane instalacje ochrony środowiska wraz z ich sprawnością,

i) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,

j) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,

k) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,

l) moc czynną potrzeb własnych,

m) współczynnik mocy potrzeb własnych,

n) maksymalną generowaną moc czynną,

o) minimalną generowaną moc czynną,

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

q) statyzm turbiny,

r) model zwarciowy.

VII.1.2.7. Formę przekazywanych danych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób ich przekazywania, określa OSDn.

VII.1.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSDn

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

a) informacje o jednostkach wytwórczych,

b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,

c) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSDn i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSDn.

VII.1.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt VII.1.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:

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

b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,

c) przewidywaną elastyczność pracy,

d) liczbę dni remontów planowych,

e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,

f) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,

g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,

h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,

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

VII.1.3.3. Odbiorcy wskazani przez OSDn przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSDn następujące informacje o:

a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,

b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

c) miesięczne bilanse mocy i energii.

VII.1.3.4. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób ich przekazywania, określa OSDn.

VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

VIII.1. OSDn sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres nie krótszy niż 5 lat. Plan ten podlega aktualizacji co 3 lata.

VIII.2. OSDn sporządza plany i projekty planów, których zasady sporządzania i zakres realizacji określony został w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne.

VIII.3. W celu racjonalizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, przy sporządzaniu projektu planu, o którym mowa w pkt VIII.1. OSDn jest obowiązany współpracować z podmiotami przyłączonymi do sieci oraz z gminami.

VIII.4. Zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSDn w ramach procesu planowania rozwoju określa pkt VII IRiESD-Korzystanie.

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.

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 IRiESP.

IX.1.4. OSP ma prawo stosować zgodnie z IRiESP Procedury Awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

a) zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,

b) awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomagania dyspozytorskiego.

IX.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSDn.

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. OSDn 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. OSDn 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 zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awaria sieciowa, awaria w systemie, lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla

użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDn udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IX.1.10. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, operator systemu dystrybucyjnego ma prawo powołać komisję poawaryjną. W pracach komisji biorą udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.

IX.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej

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

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

IX.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

IX.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 OSDn 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.

OSDn na polecenie OSP, bądź OSDp w szczególności 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) ograniczenia poziomu napięć, określone w pkt IX.3.5.

IX.3.2. Tryb normalny

IX.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie 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, o których mowa w IRiESP, 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 oraz OSDp we współpracy z OSDn 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 umowie o świadczenie usług dystrybucji, bądź w umowie kompleksowej.

IX.3.2.6. W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, odbiorcy przyłączeni do sieci OSDn są zobowiązani do powiadomienia o tym OSDn w formie pisemnej w terminie 7 dni od zaistniałej zmiany.

IX.3.2.7. Wielkości planowanych 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, 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.3.2.8. 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 środkach masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne.

W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSDn powiadamia odbiorców indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach o świadczenie usług dystrybucji lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty u OSDn.

Powiadomienia przekazywane odbiorcy przez OSDn mają wyższy priorytet w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

IX.3.2.9. Odbiorcy objęci ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

IX.3.2.10. Odbiorcy objęci ograniczeniami 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 wg trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP, jako wyłączenia awaryjne. Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt IX.3.2.7.c)

IX.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110kV/SN, 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.3.4.4. Załączenie odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywa się wyłącznie za zgodą OSP.

IX.3.5. Ograniczenia poziomu napięć

IX.3.5.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IX.3.5.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:

a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu poleconej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczepów transformatora 110 kV/SN,

b) obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.

IX.3.5.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłużej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.

X. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

X.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSDn w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,

b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,

c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciowe w danym punkcie sieci.

X.2. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych OSDn powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących u OSDn.

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 KSE jest prowadzona przez OSP.

XI.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej w normalnych warunkach pracy sieci, OSDn stosuje parametry jakościowe energii elektrycznej zgodne z parametrami określonymi w obowiązującym rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą parametry określone w przepisach obowiązującego prawa.

XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

XII.1. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej w normalnych warunkach pracy sieci, OSDn stosuje wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej zgodne z określonymi w obowiązującym rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Określone poniżej wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSDn i użytkowników systemu w tym zakresie są zgodne z obecnie obowiązującymi zapisami powyższego rozporządzenia. W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

XII.2. 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 OSDn informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

XII.3. 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.4. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt III.3.1.2.d) IRiESD-Korzystanie, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

XII.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

XII.6. 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.7. OSDn 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 się 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.

XIII. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI ODBIORCÓW

XIII.1.1. OSDn obsługuje użytkowników systemu na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich stron.

XIII.1.2. Ustalone są 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 przerwanego z powodu awarii w sieci,

4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej 5 dniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:

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

b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka 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 kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie o świadczenie usług dystrybucji określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni kalendarzowych 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 o świadczenie usług dystrybucji 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 o świadczenie usług dystrybucji lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSDn,

10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w o świadczenie usług dystrybucji lub niniejszej IRiESD.

XIII.1.3. Na żądanie odbiorcy OSDn dokonuje sprawdzenia prawidłowości prowadzenia rozliczeń z tytuł dostarczania energii elektrycznej. Zasady prowadzenia rozliczeń

z tytułu dostarczania energii elektrycznej określa Taryfa dla energii elektrycznej OSDn, natomiast terminy dokonywania opłat z tego tytułu określone są w umowach dystrybucji energii elektrycznej, bądź w umowach kompleksowych.

XIII.1.4. Na żądanie odbiorcy OSDn dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt II.4.7.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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 „IRiESD-Bilansowanie") obowiązują:

a) OSDn (*WM MALTA Sp. z o.o.*),

b) innych operatorów systemów dystrybucyjnych „typu OSDn" wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych do sieci OSDn,

c) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn,

d) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSDn,

e) sprzedawców działających na obszarze OSDn, mających zawarte z OSDn generalne umowy dystrybucji (GUD),

f) sprzedawców energii elektrycznej pełniących na obszarze OSDn funkcję sprzedawcy rezerwowego,

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

A.1.2. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie.

A.1.3. OSDn w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

A.1.4. OSDn 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, realizując obowiązki w zakresie współpracy z OSP za pośrednictwem OSDp, zgodnie z zapisami pkt A.1.5.

A.1.5. OSDn, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki
w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem OSDp zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSDp, a OSDn oraz zapisami IRiESD OSDp, zgodnie z zapisami pkt A.4.

A.1.6. OSDp za pośrednictwem, którego OSDn współpracuje z OSP w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego, jest *TAURON Dystrybucja S.A.* dla obszarów określonych w pkt I.A.2.

A.1.7. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn nie objętej obszarem RB i który posiada umowę dystrybucyjną z OSDn jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD).

A.1.8. URD jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez jednego wskazanego 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. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.

Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w Rozdziale D IRiESD-Bilansowanie.

A.1.10. OSDn zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,

b) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,

c) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

A.1.11. Informacja o podmiotach pełniących funkcję sprzedawcy rezerwowego, zawierających umowy sprzedaży rezerwowej podana jest na stronie internetowej OSDn.

A.2. Warunki realizacji umów sprzedaży i uczestnictwa w procesie bilansowania

A.2.1. OSDn zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSDn w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach zawartych z OSDn.

A.2.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z OSDn umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy.

A.2.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.2.3.1. OSDn, z zachowaniem wymagań pkt A.2.3.4., realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:

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

b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z OSDn,

c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_O) umowy sprzedaży energii elektrycznej z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą GUD z OSDn,

d) wskazaniu przez URD typu wytwórca (URD_W) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSDp oraz z OSDn.

A.2.3.2. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSDn, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z OSDn,

b) oznaczenie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z OSDn umożliwiającą sprzedaż rezerwową,

c) określenie POB, a w przypadku URD typu wytwórca (URD_W) również zasad jego zmiany,

d) sposób i zasady rozliczeń z OSDn z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD typu wytwórca (URD_W).

Oznaczenie sprzedawcy i sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w lit. a) i b), może być realizowane poprzez oznaczenie tych sprzedawców w powiadomieniu OSDn o zawartej umowie sprzedaży, które zostało przyjęte do realizacji zgodnie z IRiESD.

A.2.3.3. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania OSDp, zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDp oraz z OSDn oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa dystrybucji zawierana przez OSDn z POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,

b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,

c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce – jeżeli jest taki wymóg prawny,

d) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz POB, a także ich dane teleadresowe,

e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze OSDn,

f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,

g) wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,

h) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_W lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu IRiESP,

i) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP,

j) zasady przekazywania przez OSDn do OSDp zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn, dla którego OSDn realizuje za pośrednictwem OSDp obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

Jednocześnie w ramach ww. umowy, POB prowadzi bilansowanie handlowe sprzedawców i wytwórców przyłączonych do sieci OSDn, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn.

A.2.3.4. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSDn zawiera z OSDn jedną GUD, na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję sprzedawcy rezerwowego po określeniu tego faktu w GUD i złożeniu przez tego sprzedawcę do OSDn oferty sprzedaży rezerwowej. Podmiot ten może wyrazić wole pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego na warunkach określonych w GUD. GUD reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy podmiotem jako Sprzedawcą a OSDn oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSDn.

b) zasady zaprzestania lub ograniczenia świadczenia usług dystrybucji przez OSDn z tym URD,

c) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,

d) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy OSDn a sprzedawcą,

e) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania OSDn o utracie wskazanego POB w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP,

f) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

A.3. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych

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

a) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe tych URD, na podstawie GUD oraz umów o świadczenie usług dystrybucji,

b) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie GUD,

c) powiadamia OSDp o planowanej zmianie POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,

d) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,

e) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do odpowiednich MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,

f) przekazuje do OSDp ilości dostaw energii dla poszczególnych MB,

g) współpracuje z OSDp w zakresie świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców przyłączonych do sieci OSDn, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazuje do OSDp dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE z obszaru sieci OSDn dopuszczonych do świadczenia usługi, zgodnie z umową, o której mowa w pkt A.4.1. oraz pkt A.7. i IRiESD OSDp.

A.3.2. OSDn zgodnie z pkt A.3.4. może nadawać kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej i nie są objęte obszarem rynku bilansującego.

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

A.3.3. OSDp nadaje zgodnie z IRiESD OSDp kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci OSDn na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt A.4.1.

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

A.3.4. Kody, o których mowa w pkt A.3.2. zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

a) URD typu wytwórca - AAAA_KodOSD_W_XXXX, gdzie:

...(oznaczenie literowe podmiotu)..._...(oznaczenie kodowe

OSD)..._W_...(numer podmiotu)...,

b) Sprzedawca - AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie:

...(oznaczenie literowe podmiotu)..._...(oznaczenie kodowe OSD)..._P_...(numer podmiotu)...

A.3.5. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy podmiotem i OSDn lub zawarcie GUD ze sprzedawcą.

A.3.6. OSDn może nadawać kody identyfikacyjne dla poszczególnych Punków Poboru Energii (PPE) dla rynku detalicznego w celu ich wykorzystywania w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych na potrzeby OSDn oraz Sprzedawców realizujących umowy sprzedaży energii w sieci OSDn.

A.3.7. OSDn może nadawać kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego stosując własne oznaczenia lub może stosować oznaczenia kodowe PPE zgodnie z IRiESD OSDp.

W przypadku braku nadania przez OSDn kodu PPE podstawowym identyfikatorem Punktu Poboru Energii, dla Sprzedawców realizujących umowy sprzedaży energii w sieci OSDn, jest numer układu pomiarowo-rozliczeniowego.

A.3.8. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kody PPE mają postać określoną w IRiESD OSDp i identyfikują wyłącznie jeden PPE.

A.3.9. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

A.3.10. Kod PPE jest nadawany, z zastrzeżeniem pkt A.3.7, po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci OSDn, a przed zawarciem przez URD umowy na postawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.

A.3.11. Zmiana kodów PPE nie wymaga zmiany umów na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE nastąpi na zasadach określonych w umowie dystrybucji energii elektrycznej.

A.3.12. Zasady nadawania kodów PPE:

a) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt A.3.10

b) kod PPE zostaje nadany, z zastrzeżeniem pkt A.3.7, dla każdego punktu w sieci OSDn, w którym następuje

- „pobór", „wprowadzenie" lub „pobór i wprowadzenie" produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy itp.) do lub z sieci OSDn przez URD (odbiorcę lub wytwórcę), oraz
- pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczenie na potrzeby rozliczeń,

c) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD OSDn nie nadaje odrębnego kodu PPE,

d) likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu. Likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony", a tym samym nie stosuje się powtórnego

nadawania tych samych kodów PPE,

e) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu, zmiana parametrów technicznych PPE, zmiana typu umowy z URD itp. nie powodują zmiany kodu PPE,

f) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powoduje zmiany kodu PPE;

g) dla punktu w sieci, w którym następuje pobór i wprowadzenie, nadaje się jeden kod PPE.

A.3.13. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

a) jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (rezerwowy, kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

b) jeśli w skład układu pomiarowego wchodzą liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,

c) w budynkach wielolokalowych każdy punkt poboru energii posiada odrębny kod PPE,

d) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka punktów poboru energii, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,

e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

A.4. Zasady współpracy OSDn z OSDp w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym

A.4.1. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, o których mowa w pkt A.1.5., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSDp umowę zgodnie z zapisami IRiESD OSDp.

Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz OSDp,

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

c) zobowiązanie OSDn do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji (GUD), w których będzie wskazany POB, posiadający umowę zawartą z OSDp,

d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach związanych z działalnością energetyczną,

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

f) zobowiązania stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej IRiESD OSDp,

g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,

h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,

i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,

j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

A.4.2. W ramach bilansowania systemu, będącego przedmiotem umowy, o której mowa w A.4.1., OSDp przekazuje dane pomiarowe z obszaru OSDn do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym oraz administruje rynkiem detalicznym w następującym zakresie:

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

b) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji oraz GUD i umowy, o której mowa w pkt A.4.1.,

c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie GUD oraz umowy, o której mowa w pkt A.4.1.,

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

e) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,

f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty.

A.4.3. OSDn jest odpowiedzialny za poprawność pozyskanych danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD objętych umową, o której mowa w pkt A.4.1. oraz za prawidłowe przyporządkowanie URD, przyłączonych do sieci OSDn, do odpowiednich sprzedawców i POB.

A.4.4. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, OSDn musi posiadać na dzień rozpoczęcia realizacji umowy, o której mowa w pkt A.4.1., układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSDp, dostosowane do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz IRiESD OSDp.

A.4.5. W celu umożliwienia OSDp przekazania danych pomiarowych do OSP, o ile umowa zawarta pomiędzy OSDp, a OSDn nie stanowi inaczej, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD z obszaru OSDn zgodnie z IRiESD OSDp,

b) dostarczania do OSDp danych pomiarowych, o których mowa w ppkt a), stanowiących rzeczywistą ilość energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe na każdą godzinę doby handlowej w miejscach dostarczenia URD typu odbiorca,

w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB oraz oddzielnie w miejscach dostarczania URD typu wytwórca,

c) przekazywania do OSDp skorygowanych danych pomiarowych URD w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na Rynku Bilansującym zgodnie z IRiESP,

d) niezwłocznego przekazywania OSDp informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URD lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URD przez sprzedawcę,

e) niezwłocznego informowania OSDp o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych,

A.4.6. Przekazywanie danych przez OSDp do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URD, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:

a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez Sprzedawcę wybranego przez URDo z obszaru OSDn,

b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URDw z obszaru OSDn.

OSDn przekazuje informacje do OSDp o wskazanych POB, o których mowa powyżej.

A.4.7. Wyznaczanie i przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD z obszaru OSDn do OSDp oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESD OSDp.

A.4.8. OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieciach, na których zostali wyznaczeni OSDn, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowieniach umów dystrybucyjnych.

OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej z OSDn, o której mowa w pkt A.4.1.

A.5. Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej dla URD którzy mają zawarte umowy dystrybucji

A.5.1. OSDn działając na podstawie:

- umowy rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej, stanowiącej załącznik do umowy dystrybucyjnej zawartej przez OSDn z URD, bądź
- upoważnienia URD do zawarcia w jego imieniu i na rzecz, rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej ze wskazanym przez URD w umowie dystrybucyjnej sprzedawcą rezerwowym,

umożliwia rezerwową sprzedaż energii dla URD w przypadkach:

1) trwałej lub przemijającej utraty przez sprzedawcę lub przez POB wskazany przez sprzedawcę możliwości działania na rynku bilansującym,
2) utraty przez sprzedawcę możliwości sprzedaży energii elektrycznej,
3) zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z IRiESD-Bilansowanie i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia do realizacji OSDn przez sprzedawcę umowy sprzedaży zawartej z URD,

z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt A.5.2.

Zawarcie rezerwowej umowy sprzedaży następuje poprzez złożenie przez OSDn oświadczenia, o którym mowa w pkt A.5.4.

A.5.2. OSDn nie zawrze rezerwowej umowy sprzedaży w sytuacji:

1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne,
2) wyprowadzenia URD z PPE (zakończenia na wniosek URD świadczenia usług dystrybucji wraz z fizycznym odłączeniem PPE od sieci OSDn.

A.5.3. Warunkiem zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży przez OSDn, jest wskazanie przez URD sprzedawcy rezerwowego z zastrzeżeniem pkt A.5.4.1), wybranego z wykazu o którym mowa w pkt A.1.11., innego niż sprzedawca będący stroną umowy sprzedaży. Wskazanie sprzedawcy rezerwowego lub zmiana tego wskazania, może również nastąpić w zgłoszeniu umowy sprzedaży, które zostało pozytywnie zweryfikowane przez OSDn.

A.5.4. W razie zaistnienia podstaw do rozpoczęcia przez sprzedawcę rezerwowego innego niż OSDn, sprzedaży rezerwowej na rzecz URD, OSDn złoży sprzedawcy w imieniu i na rzecz tego URD oświadczenie o przyjęciu oferty na warunkach określonych przez tego sprzedawcę, w tym wynikających z cennika sprzedawcy rezerwowego.

1) w przypadku, o którym mowa w pkt A.5.1. ppkt. 3) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej;
2) w pozostałych przypadkach, o których mowa w pkt A.5.1. – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej.

A.5.5. W terminie 5 dni roboczych od złożenia sprzedawcy przez OSDn oświadczenia, o którym mowa w pkt A.5.4., OSDn wyśle URD informację o przyczynach zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych oraz o miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego innych warunków rezerwowej umowy sprzedaży, w tym ceny.

A.5.6. Po zawarciu rezerwowej umowy sprzedaży w trybie określonym w niniejszym rozdziale, realizacja tej umowy dokonywana jest bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą rezerwowym, a tymi URD.

A.5.7. Rezerwowa umowa sprzedaży jest realizowana przez OSDn z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie

umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą rezerwowym.

A.5.8. Sprzedawca rezerwowy zobowiązuje się powiadamiać OSDn o zakończeniu rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej zgodnie z pkt F.2.7.

A.5.9. OSDn udostępni Sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy sprzedaży.

A.6. Zasady wymiany informacji

A.6.1. Wymiana informacji między OSDn i sprzedawcami odbywa się pisemnie lub o ile generalna umowa dystrybucyjna tak stanowi - pocztą elektroniczną na wskazane w tej umowie adresy e-mail lub w inny sposób wskazany w tej umowie.

A.7. Zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej

A.7.1. Zasady nadawania certyfikatów ORed

A.7.1.1. ORed wykorzystywany do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed, uzyskany na zasadach określonych w niniejszym punkcie. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.7.1.2. Certyfikowaniu podlega ORed przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSDn, dla którego przynajmniej jedno PPE przyłączone jest do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV.

Dopuszcza się, aby ORed, poza PPE przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSDn o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, posiadał również dodatkowo PPE przyłączone do sieci o napięciu znamionowym poniżej 1 kV, o ile spełniają one wymagania określone w pkt A.7.1.9. ppkt 4) - 5).

A.7.1.3. ORed jest zdefiniowany na zasobach odbiorczych i określony przez jedno lub kilka PPE, tworzących kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci dystrybucyjnej OSDn.

A.7.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z kilku PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana przez OSP, jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego jednocześnie odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed będącego OSDn jest pomniejszana przez OSP o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tego OSDn.

A.7.1.5. Certyfikat dla ORed jest wydawany przez OSDp, jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDp lub do sieci OSDp i OSDn, którego sieć jest połączona

z siecią OSDp.

W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt A.7.1.7., wystawia OSDn, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do upoważnionego OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W ww. przypadku OSDn przekazuje do OSDp również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed przyłączonego do sieci OSDn (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt A.7.1.7.), wystawionego przez OSDn.

Za datę wydania Certyfikatu dla ORed uznaje się datę jego rejestracji przez OSDp w powyższym systemie informatycznym OSP.

W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do sieci OSDn zlokalizowanej na obszarze sieci kilku OSDp, Certyfikat dla ORed wystawia OSDn i przekazuje do jednego upoważnionego przez siebie OSDp, na którego obszarze działania jest położony ORed, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania.

A.7.1.6. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

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

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

A.7.1.7. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed oraz wzór Certyfikatu dla ORed określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed stosuje się również celem aktualizacji Certyfikatu dla ORed.

A.7.1.8. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

1) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe;
2) dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel), w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSDp, zgodnie z kodyfikacją OSDp, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej OSDn, zgodnie z pkt A.7.1.3.;
5) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy, ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);

6) oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:

   a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP dla ORed przyłączonych do sieci OSDn,

   b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),

   c) o spełnieniu warunku odbioru przez ORed energii elektrycznej netto w okresie ostatnich 12 miesięcy, liczonych od dnia złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),

   d) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,

   e) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

   f) o przyjęciu zobowiązania do bieżącego informowania OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt A.7.1.8. ppkt 1) - 5), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

7) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSDn lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSDn wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed w formie elektronicznej edytowalnej na wskazany przez OSDn adres poczty internetowej oraz w formie papierowej podpisany zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed na adres określony w pkt E.2.

A.7.1.9. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;

2) poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;

3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;

4) spełniania, według stanu na dzień złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, przez układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w PPE wymagań technicznych określonych w IRiESD OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy;

5) zdalnego pozyskiwania godzinowych danych pomiarowych i ich przekazywania do OSDp w trybie dobowym.

A.7.1.10. Brak potwierdzenia spełnienia przynajmniej jednego z warunków określonych w pkt A.7.1.9. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed przez OSDn. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku, OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.7.1.11. OSDn dokonuje weryfikacji wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, o której mowa w pkt A.7.1.9., w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku i przekazuje Certyfikat dla ORed (wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt A.7.1.7.) do OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Przekazany do OSDp Certyfikat dla ORed nie zawiera unikalnego numeru certyfikatu, unikalnego identyfikatora ORed oraz daty wydania Certyfikatu, które zostaną nadane automatycznie przez ww. system informatyczny OSP, podczas rejestracji certyfikatu przez OSDp.

OSDn przekazuje do OSDp Certyfikat dla ORed przyłączonego do sieci OSDn wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.7.1.5. Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

Na każde żądanie OSDp, OSDn dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt A.7.1.5., albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów dopuszczalności określonych w pkt A.7.1.9.

A.7.1.12. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku do OSDn. W uzasadnionych przypadkach termin wydania Certyfikatu dla ORed może zostać wydłużony do 30 dni.

OSDn przekazuje certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania, w terminie do 4 dnia roboczego przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.7.1.13. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt A.7.1.9., OSDp upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP systemie informatycznym OSP, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Do czasu udostępnienia OSDp systemu informatycznego OSP dedykowanego usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wydawanie Certyfikatu dla ORed, realizowane będzie z pominięciem tego systemu, zgodnie ze wzorem Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt A.7.1.7., bez nadawania unikalnego numeru certyfikatu i unikalnego identyfikatora ORed. Certyfikatowi dla ORed zostanie nadany numer uproszczony, zgodnie z zasadami przyjętymi przez OSDp.

A.7.1.14. Certyfikat dla ORed zawiera:

1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt A.7.1.13.;
2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSDn;
3) dane ORed (nazwa, adres);
4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp, o którym mowa w IRiESD OSDp (kody PPE nadaje OSDp upoważniony przez

OSDn, do którego OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed przyłączonego do sieci OSDn, zgodnie z pkt A.7.1.11.), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej OSDn (wraz z informacją na terenie, jakiego OSDn zlokalizowany jest dany PPE);

5) datę wydania Certyfikatu;

6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed;

7) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy lub ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);

8) informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSDn, jest on zobowiązany do wystąpienia do OSDp o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt 4).

A.7.1.15. W przypadku zmiany zakresu PPE (dodanie, usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Procedowanie wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed odbywa się jak dla wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. Wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed następuje w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

W przypadku zmiany pozostałych danych zawartych w certyfikacie, o których mowa w pkt A.7.1.14., Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Aktualizacja Certyfikatu w powyższym zakresie powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed i wydanie nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.7.1.16. W przypadku, gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności określone w pkt A.7.1.9., Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot zgłasza powyższe do OSDn, do którego złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla danego ORed (OSDn niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do OSDp).

A.7.1.17. OSDp upoważniony przez OSDn, wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

1) o którym mowa w pkt A.7.1.16., tj. gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności,

2) gdy OSDn pozyska informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt A.7.1.9. ppkt 2) - 5); OSDn przekazuje decyzję o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie informatycznym dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,

3) zaprzestania świadczenia usług dystrybucji Odbiorcy w ORed.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp w ww. systemie informatycznym OSP. Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i zaprzestaje się przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed przez OSDn do OSDp oraz OSDp do OSP.

A.7.1.18. Wniosek, o którym mowa w pkt A.7.1.15., zgłoszenie, o którym mowa w pkt A.7.1.16. oraz decyzja OSDn, o której mowa w pkt A.7.1.17. ppkt 2) składane są na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

OSDp przesyła do OSDn Certyfikat dla ORed Odbiorcy w ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, który przekazał certyfikat do zarejestrowania albo informacje o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Certyfikat albo informacja o wygaszeniu przekazywana jest zwrotnie na adres poczty elektronicznej, z której OSDp otrzymał wniosek, zgłoszenie albo decyzję OSDn.

OSDn przesyła Certyfikat dla ORed albo informacje o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do Odbiorcy w ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn drogą pocztową na adres Odbiorcy w ORed lub dostarcza do jego siedziby.

A.7.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

A.7.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.7.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazywane przez OSDn do OSDp.

A.7.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji:

1) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
2) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

OSDp po otrzymaniu od OSP powyższych informacji, dokonuje (w dobie *n+4*) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.7.2.7. – A.7.2.9.

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt A.7.2.5.

A.7.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do OSDn i OSDp przesyła do OSP dane pomiarowe, o których mowa w pkt A.7.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.

A.7.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe dotyczące PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt A.7.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDp,
2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby *n*), o którym mowa w pkt A.7.2.7., w terminie do doby *n+2*,
3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt A.7.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca *m+1*,
4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt A.7.2.9., za miesiąc *m*, w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca *m+2* lub *m+4*.

OSDn przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSDp dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

Wymiana informacji i komunikatów pomiędzy OSDn i OSDp dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt A.4.1.

A.7.2.6. OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.7.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby n+1 do doby n+4.

A.7.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m, OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDp i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym *m+1*. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSDp zgodnie z pkt A.7.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc *m* od 1 do 5 dnia miesiąca *m+1*. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca *m+1* poprzez wysłanie zapytania do OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym *m+1*, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt A.7.2.7.

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

A.7.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc *m+2* i *m+4* (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc *m* od 1 do 5 dnia miesiąca *m+2* i *m+4*. W przypadku

stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca *m+2* i *m+4* poprzez wysłanie do OSDp zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDp przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRiESP.

A.7.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_O lub podmiotu przyłączanego do sieci OSDn. Wzór wniosku jest przygotowywany przez OSDn i opublikowany na stronie internetowej OSDn.

B.2. OSDn w terminie do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy dystrybucji przez URDo wysyła:

a) parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej, na adres wskazany przez URDo we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji,

albo

b) umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URDo we wniosku o świadczenie usług dystrybucji.

Podpisana jednostronnie przez URD_O umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez OSDn i uzgodnionej przez OSDn i URD_O, powinna być dostarczona do OSDn nie później niż do dnia otrzymania przez OSDn powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.1., z zastrzeżeniem pkt B.5.

B.3. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, z którym URD_O ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, w przypadku gdy umowa sprzedaży energii zawarta przez URD_O ze sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.

B.4. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej, w tym terminy rozpoczęcia sprzedaży energii określa rozdział F.

B.5. Dla URD_O posiadającego umowę kompleksową z OSDn, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz tego URD_O wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt F.2.1., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli URD_O obejmującego zgodę URD_O na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSDn, na warunkach wynikających z:

a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie

internetowej OSDn,

b) taryfy OSDn oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSDn,

c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z taryfą OSDn oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. a).

Z dniem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa powyżej, następuje zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URD_O i OSDn, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, pod warunkiem pozytywnej weryfikacji powiadomienia o którym mowa w pkt. F.2.1. W takim przypadku OSDn, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania oświadczenia, przekazuje sprzedawcy upoważnionemu przez URD_O potwierdzenie treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Na każde żądanie OSDn, sprzedawca jest zobowiązany do przedłożenia OSDn, oryginału oświadczenia URD_O o którym mowa powyżej albo kopii tego oświadczenia, której zgodność z oryginałem zostanie stwierdzona przez upoważnionego pracownika sprzedawcy, w terminie do 7 dni od dnia otrzymania żądania.

Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny ustalony miedzy OSD i sprzedawcą sposób.

B.6. W przypadku zawarcia przez URD_O z OSDn umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSDn.

B.7. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URD_W jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1., po wskazaniu POB przez URD_W.

Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału D.

B.8. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. OSDn pełni funkcję Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze swojej sieci dystrybucyjnej. OSDn może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

C.2. Administrowanie przez OSDn danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych 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 OSDn,

c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych 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) odbywa się na zasadach określonych w umowie zawartej z OSDp, o której mowa w pkt A.4.1. oraz IRiESD OSDp.

C.3. OSDn pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). OSDn pozyskuje te dane w postaci:

a) profilu energii lub mocy zarejestrowanego przez liczniki zainstalowane w układach pomiarowo-rozliczeniowych, umożliwiającego wyznaczenie pobrania/oddania energii przez URD z/do sieci OSDn w każdej godzinie doby, w podziale na PPE,

b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

Dane pomiarowe są pozyskiwane z dokładnością, wynikająca z własności urządzeń pomiarowych i LSPR. Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.

Dane pomiarowe, o których mowa:

1) w powyższym ppkt a), OSDn pozyskuje nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,

2) w powyższym ppkt b), OSDn pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy OSDn, a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez OSDn harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych lub w umowach kompleksowych zawartych z URD.

C.4. OSDn wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt C.2.c), pkt C.2.e) i pkt C.2.f) , w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną

z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.

C.5. OSDn wyznacza ilości energii wynikające 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 braku układu transmisji danych lub,

c) danych szacunkowych w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania danych rzeczywistych lub,

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

C.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, jeżeli są zainstalowane, rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.

C.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych lub braku możliwości pozyskania przez OSDn wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD lub danych pomiarowych URD, ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się, na podstawie:

1) dla danych o których mowa w pkt C.3 a):

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 lub tygodnia następującego po usunięciu awarii z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej.

2) dla danych o których mowa w pkt C.3 b):

a) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD, zweryfikowanego i przyjętego przez OSDn lub,

b) ostatniego posiadanego przez OSDn odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, przeliczonego na podstawie przyznanego standardowego profilu zużycia energii elektrycznej lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który OSDn posiada odczytane wskazania.

Rzeczywiste dane pomiarowe OSDn udostępnia niezwłocznie po ich uzyskaniu.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez OSDn rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od OSDn, OSDn wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania

danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,

2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych – dla pozostałych URD.

W przypadku dalszego braku możliwości dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego, w okresie miesiąca od wezwania URD przez OSDn, OSDn informuje o tym fakcie sprzedawcę.

C.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, OSDn w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.

C.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSDn dla podmiotów posiadających zawarte umowy oświadczenie usług dystrybucji lub GUD poprzez systemy wymiany informacji OSDn, na zasadach i w terminach określonych w niniejszej IRiESD.

C.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSDn wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla OSP na zasadach określonych w IRiESD oraz w umowie zawartej z OSDp, zachowując zgodność przekazywanych danych.

C.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSDn udostępnia następujące dane pomiarowe:

Sprzedawcom:

a) o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy OSDn, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany odbiorcy przyjętej przez OSDn, także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy OSDn, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych,

b) za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane godzinowe URD po ich pozyskaniu przez OSDn, w przypadku URD będącego osobą fizyczną za zgodą tego URD.

URD:

1) o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,

2) godzinowe URD - na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub odrębnej umowie zawartej pomiędzy OSDn i URD.

zachowując zgodność przekazywanych danych w/w podmiotom. Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1kWh.

C.12. OSDn udostępnia Sprzedawcy, z którym URD ma podpisaną umowę sprzedaży, dane pomiarowe, o których mowa w pkt C.11.a) oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez OSDn). Szczegółowe zasady udostępniania wstępnych danych pomiarowych mogą zostać określone w GUD. Wstępne dane pomiarowe nie są podstawą do rozliczeń.

C.13. Dane pomiarowe wyznaczone przez OSDn na potrzeby rozliczeń:

1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:
   a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
   b) korekty danych składowych,
   c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

i zgłaszane są do OSDp zgodnie z umową, o której mowa w pkt A.4.1.

2) URD, korygowane są w przypadku:
   a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
   b) korekty danych składowych,
   c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

W przypadku korekty danych pomiarowych, OSDn przekazuje sprzedawcy skorygowane dane.

OSDn dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

C.14. URD, Sprzedawcy oraz OSDp mają prawo wystąpić do OSDn z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD - Bilansowanie.

C.15. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy OSDn, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE, bądź numeru fabrycznego licznika energii elektrycznej.

C.16. OSDn nie później niż do dziesięciu dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę.

OSDn nie później niż do dziesięciu dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii przez sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii przez sprzedawcę.

C.17 OSDn wraz z fakturą za świadczone usługi dystrybucji przedstawia URD informacje o:

1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;
2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;

3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

D. PROCEDURY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE

D.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD OSDp, IRiESP-Bilansowanie oraz umowy, o której mowa w pkt A.4.1.

POB jest ustanawiany przez:

a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URDo), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSDn;

b) URD typu wytwórca (URDw), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn.

D.2. POB przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub wytwórcy powinien posiadać zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSDp.

D.3. Udział OSDn w procedurze zmiany POB związany jest z następującymi czynnościami:

1) sprzedawca URDo informuje OSDp oraz OSDn o planowanej zmianie POB, wypełniając formularz powiadomienia zawarty w GUD, jaka wiąże sprzedawcę z OSDp oraz sprzedawcę z OSDn,

2) URDw informuje OSDn o planowanej zmianie POB,

3) OSDn powiadamia OSDp o planowanej zmianie POB przez sprzedawcę URDo lub URDw, zgodnie z umową, o której mowa w pkt A.4.1.,

4) po otrzymaniu powiadomienia, o którym mowa w ust. 3) i jego pozytywnej weryfikacji OSDp przeprowadza procedurę zmiany POB zgodnie z IRiESD OSDp,

5) po zakończeniu procedury zmiany POB, OSDp informuje dotychczasowego POB, nowego POB oraz sprzedawcę i URDw o dacie, w której następuje zmiana POB.

6) Sprzedawca oraz URDw po uzyskaniu informacji od OSDp o zakończeniu procedury zmiany POB informują o tym fakcie OSDn w terminie i na formularzu zgodnym z GUD zawartą ze sprzedawcą lub z umową o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartą z URDw. Wymóg ten dotyczy również przypadku zaprzestania działalności (w tym planowanej) przez POB na RB.

D.4. W przypadku, gdy POB, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na RB wówczas:

1) dla zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy - odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB lub POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla URD tego sprzedawcy, jednocześnie sprzedaż energii elektrycznej do tego odbiorcy przejmuje sprzedawca rezerwowy. Jeżeli sprzedaży energii do URDo, w przypadku o którym mowa powyżej nie przejmie sprzedawca rezerwowy lub URDo utraci sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawca rezerwowy utraci wskazanego przez siebie POB, jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas URDo traci sprzedawcę rezerwowego.

2) dla zaprzestania działalności przez POB wskazanego przez URDw - odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez URDw lub w przypadku braku wskazania nowego POB, OSDn ma prawo do wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej na rzecz URDw do czasu jego wyznaczenia. URDw winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej OSDn, a OSDn ma prawo do wyłączenia tego URDw, bez ponoszenia przez OSDn odpowiedzialności z tego tytułu.

Postanowienia tego punktu stosuje się z zastrzeżeniem postanowień punktu D.5., w którym jest mowa o planowanym zaprzestaniu funkcjonowania na Rynku Bilansującym POB.

D.5. OSDp niezwłocznie po uzyskaniu od OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB powiadamia sprzedawcę lub URDw, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca lub URDw jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału D.

D.6. POB odpowiedzialny za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub wytwórcy zobowiązany jest do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSDp i sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.

D.7. Powiadomienie OSDn o rozwiązaniu umowy o świadczenie usługi bilansowania handlowego pomiędzy POB i sprzedawcą lub POB i URDw powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez zainteresowane Strony, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed planowanym zakończeniem świadczenia usługi bilansowania handlowego.

E. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE

E.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście, faksową lub pocztą elektroniczną) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).

E.2. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z OSDn umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do OSDn.

Reklamacje powinny być dostarczone do OSDn, na adres:

WM MALTA Sp. z o.o.
Ul. Budowlanych 4
41-303 Dąbrowa Górnicza

Strona internetowa OSDn dostępna jest pod adresem: *http://www.wmmalta.pl*

E.3. OSDn samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt I.B.2.:

1) przyjmuje od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci;

2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci;

3) powiadamianie, z co najmniej 5 dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:

   a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,

   b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

4) informowanie na piśmie z co najmniej:

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

   b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,

c) tygodniowym wyprzedzeniem – o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,

6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez OSDn dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt II.2.12.,

7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z taryfy OSDn.

E.4. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do OSDn powinno zawierać w szczególności:

a) dane adresowe podmiotu;

b) datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;

c) zgłaszane żądanie;

d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. lit. b) - d) nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez OSDn. W przypadku, gdy zgłoszenie reklamacyjne zawiera uchybienia, OSDn niezwłocznie wzywa podmiot zgłaszający reklamację do ich uzupełnienia, a następnie rozpatruje reklamację w terminach, o których mowa w pkt E.5, licząc od dnia wpływu zgłoszenia reklamacyjnego pozbawionego uchybień.

E.5. OSDn rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

a) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez OSDn usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy OSDn,

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

Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane w sposób określony w pkt E.1.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, OSDn we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

E.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSDn zgodnie z pkt E.5. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSDn z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji.

Wniosek powinien zawierać:

a) zakres nieuwzględnionego przez OSDn żądania;

b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;

c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt E.2. odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

E.7. OSDn rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni od daty jego otrzymania. OSDn rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSDn przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

E.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSDn, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSDn i podmiot składający reklamację.

E.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

F. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY

F.1. Wymagania ogólne

F.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz powiadomienia o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, nie objętych obszarem Rynku Bilansującego.

F.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSDn, są Generalne Umowy Dystrybucji GUD zawarte przez sprzedawcę z OSDn.

Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w pkt F.3., rozpoczyna się od dnia otrzymania przez OSDn od sprzedawcy powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.1. i nie powinien przekroczyć 21 dni kalendarzowych.

F.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe URDo chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.1., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach, o których mowa w pkt F.3.7. i pkt F.3.8.

Układy pomiarowo-rozliczeniowe stanowiące własność OSDn dostosowywane są do wymagań wskazanych w IRiESD nie później niż na dzień zmiany sprzedawcy. Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych URDo do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków

funkcjonowania systemu elektroenergetycznego nie dotyczy rozdzielenia umowy kompleksowej.

F.1.4. Przy każdej zmianie przez URDo sprzedawcy lub w przypadku rozdzielenia umowy kompleksowej, dokonywany jest przez OSDn odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z 5 dniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URD przyłączonych do sieci OSDn na niskim napięciu, OSDn może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie:

1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do OSDn najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez OSDn,

a w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1),

2) ostatniego posiadanego przez OSDn odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, jednak nie starszego niż 3 miesiące, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji za który OSDn posiada odczytane wskazania.

F.1.5. 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

F.1.6. W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.2.1. URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSDn.

F.1.7. URDo może zawrzeć dla jednego PPE dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URDo wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.1. Rzeczywista ilość energii w PPE URDo, będzie wykazywana w MB POB wskazanego w Generalnej Umowie Dystrybucji przez tego sprzedawcę.

F.1.8. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE obowiązującą i realizowaną tylko jedną umowę regulującą zasady świadczenia usług dystrybucji.

F.1.9. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usług dystrybucji.

F.2. Zasady powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej

F.2.1. Nowy Sprzedawca w imieniu własnym oraz URD powiadamia OSDn o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej.

Powiadomienie może być zgłaszane do OSDn w formie elektronicznej lub formie papierowej. Szczegółowe zasady powiadamiania określone są w GUD.

F.2.2. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.1. określa Załącznik nr 3 do niniejszej IRiESD oraz załącznik do GUD zawartej przez Sprzedawcę z OSDn.

F.2.3. Powiadomienie o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej winno być dokonane na co najmniej 21-dni kalendarzowych przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży w ramach nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej i nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed tą datą.

W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej OSDn lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, sprzedawca zgłasza je do OSDn za pośrednictwem powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.1.

Planowany termin wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej wskazany w powiadomieniu jest weryfikowany przez OSDn. OSDn informuje Sprzedawcę o dacie uruchomienia dostaw, która może być inna niż wskazana w powiadomieniu.

F.2.4. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia OSDn, o którym mowa w pkt F.2.1, w imieniu URD oraz złożyć do OSDn jego kopię, bądź oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.

F.2.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSDn o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu, o którym mowa w pkt F.2.2. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt F.2.1. na formularzu określonym w GUD z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem lub niezwłocznie po uzyskaniu dokumentów potwierdzających aktualizację danych.

F.2.6. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do powiadomienia OSDn, nie później niż na 14 dni kalendarzowych przed upływem terminu obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z URDo na czas określony, o zawarciu przez Sprzedawcę nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej z tym URDo lub przedłużenia obowiązywania dotychczasowej umowy w drodze aneksu. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt F.2.1. na formularzu, którego zakres określa Załącznik nr 3 do niniejszej IRiESD.

F.2.7. Sprzedawca nie później niż na 21 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej, informuje OSDn o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży.

F.2.8. W przypadku niedotrzymania przez Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej terminu, o którym mowa w pkt F.2.6. lub pkt F.2.7. uznaje się, że sprzedaż energii elektrycznej do URDo jest nadal prowadzona przez obecnego Sprzedawcę na dotychczasowych warunkach. OSDn będzie realizował dotychczasową umowę sprzedaży do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez OSDn od Sprzedawcy, chyba że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy.

F.2.9. Rozdzielenie umowy kompleksowej na umowę sprzedaży oraz umowę dystrybucyjną bez dokonywania zmiany sprzedawcy, wymaga zgłoszenia umowy sprzedaży na zasadach i w trybie określonym w pkt F. Rozdzielenie umowy

kompleksowej nie wymaga dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

F.3. Procedura zmiany sprzedawcy przez URDo

F.3.1. URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.

Umowa sprzedaży energii elektrycznej zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży zawartej przez tego URDo z dotychczasowym sprzedawcą.

F.3.2. URDo lub upoważniony przez niego nowy Sprzedawca wypowiada umowę kompleksową zawartą z OSDn lub umowę sprzedaży zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.

F.3.3. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt F.1. i pkt F.2. oraz zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSDn, a URD.

F.3.4. W przypadku otrzymania wniosku URD, bądź sprzedawcy działającego w imieniu URD, o zawarcie umowy dystrybucji z OSDn, OSDn niezwłocznie po pozytywnej weryfikacji powiadomienia o którym mowa w pkt. F.2.1., przesyła URD, bądź sprzedawcy, parafowaną umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zgodnie z pkt B.7. Umowa oświadczenie usług dystrybucji musi być zawarta przed rozpoczęciem sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę. Umowa dystrybucji może być zawarta przez upoważniony podmiot (np. Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo.

W przypadku wypowiedzenia przez URD umowy kompleksowej zawartej z OSDn, bądź umowy sprzedaży zawartej z OSDn, rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej w ramach nowej umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, następuje z dniem rozwiązania dotychczasowej umowy.

F.3.5. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie 21 dni od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.1., pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez OSDn, chyba że w powiadomieniu określony został termin późniejszy rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę, z zastrzeżeniem terminów, o których mowa w pkt. F.2.3.

F.3.6. OSDn w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.1, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt F.2.2. oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.

Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymagań zawartych w IRiESD, posiadania przez URDo umowy dystrybucji zawartej z OSDn oraz oświadczenia, o którym mowa w pkt B.2.

F.3.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt F.2.1. zawiera braki formalne lub błędy, OSDn informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie

w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wskazując wszystkie braki lub błędy i informując o konieczności ich uzupełnienia lub poprawy.

F.3.8. Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w pkt F.3.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, OSDn dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.1., z zastrzeżeniem pkt F.1.3., informując o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie.

F.3.9. OSDn w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt F.3.6. przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu.

Listę kodów określających braki i błędy określa Załącznik nr 4 do niniejszej IRiESD.

F.3.10. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia OSDn przekazuje do URDo informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.

F.3.11. Ponowne rozpatrzenie powiadomienia, w przypadku weryfikacji negatywnej, o której mowa w pkt F.3.8., wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt F.2.1.

F.4. Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców

F.4.1. OSDn udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

F.4.2. Informacje ogólne udostępnione są przez OSDn:

a) na stronach internetowych OSDn,

b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSDn.

F.4.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji odbiorca może złożyć zapytanie następującymi drogami:

a) osobiście w siedzibie OSDn,

b) listownie na adres OSDn,

c) pocztą elektroniczną,

d) faksem,

e) telefonicznie.

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

F.4.4. OSDn 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 POB,

h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

F.4.5. Lista sprzedawców mających zawarte GUD z OSDn jest publikowana na stronie internetowej OSDn.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

G.1. OSDn określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN oraz o mocy umownej nie większej niż 40 kW.

G.2. Dla odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w pkt G.1., OSDn na podstawie:

a) parametrów technicznych przyłącza,

b) grupy taryfowej określonej w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej,

c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,

przydziela odpowiedni profil.

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

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

G.5. Dla URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn stosuje się standardowe profile zużycia dla grup taryfowych określonych w aktualnej Taryfie OSDn zatwierdzonej przez Prezesa URE. Profile te publikowane będą przez OSDn na stronie internetowej OSDn w momencie wystąpienia konieczności prowadzenia rozliczeń na podstawie standardowych profili zużycia, na rzecz odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy.

G.6. Dla odbiorców, o których mowa w pkt G.1., którzy skorzystali z możliwości wyboru sprzedawcy, wyposażonych w układy pomiarowo-rozliczeniowe zintegrowane z lokalnym systemem pomiarowo-rozliczeniowym (LSPR) OSDn, przy określaniu

dobowo-godzinowego poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, OSDn stosuje w pierwszej kolejności dane rzeczywiste pozyskane z LSPR. W przypadku braku możliwości określenia poboru w oparciu o rzeczywiste dane z LSPR zastosowanie mają zasady opisane od pkt G.2. do pkt G.5.

H. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

H.1. OSDn identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności pracy sieci i 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. OSDn identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:

a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.

H.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSDn na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:

a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.

H.6. OSDn przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci dystrybucyjnej sąsiednich operatorów oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

H.7. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej w szczególności przez:

a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej,
b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,

c) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn.

H.8. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz z OSDp.

H.9. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, OSDn podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części IRiESD-Korzystanie rozdział IX „Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego".

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Słownik skrótów i definicji

Na potrzeby niniejszej IRiESD-Korzystanie oraz części IRiESD–Bilansowanie przyjęto następujące oznaczenia skrótów oraz pojęcia i definicje.

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji,
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość)
IRiESD – Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej - bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRiESD – Korzystanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – część szczegółowa: warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IWR	Instrukcja współpracy ruchowej
JG	Jednostka Grafikowa
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza, przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP.
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii elektrycznej Rynku Bilansującego
$_{FD}$MB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nN	Napięcie niskie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
ORed	Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego mający bezpośrednie połączenie z OSP
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie posiadający bezpośredniego połączenia z OSP, przyłączony do OSDp
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
PDE	Punkt Dostarczania Energii
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji

12 kolejnych wartości Pst, zgodnie ze wzorem:

$$PIt = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{Psti^3}{12}}$$

gdzie: i - rząd harmonicznej

P_{st} Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut,

RB Rynek Bilansujący

SCO Samoczynne częstotliwościowe odciążanie,

SN, sN Średnie napięcie,

SPZ Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia

SZR Samoczynne załączenie rezerwy- automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia

THD Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznych, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}$$

gdzie: h - rząd harmonicznej

gdzie: Uh - wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

URB Uczestnik Rynku Bilansującego

URD Uczestnik Rynku Detalicznego

URD_O Uczestnik Rynku Detalicznego typu Odbiorca energii

URD_W Uczestnik Rynku Detalicznego typu Wytwórca energii

URE Urząd Regulacji Energetyki

WIRE System wymiany informacji o rynku energii

2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna lub podmiot odpowiedzialny za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Elektrownia wiatrowa	Pojedyncza jednostka wytwórcza lub zespół jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
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 ($_F$MDD)	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 Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (pMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej 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)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generalna umowa dystrybucji (GUD)	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którzy posiadają z OSD zawarta umowę dystrybucyjną.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji i sieci, podzielone wg następujących kryteriów: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A, e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony. lecz nie dłuższy niż rok.
Instalacja odnawialnego źródła energii	Instalacja stanowiącą wyodrębniony zespół:

a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, przyłączonych w jednym miejscu przyłączenia, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z jednego rodzaju odnawialnych źródeł energii, a także magazyn energii elektrycznej przechowujący wytworzoną energię elektryczną, połączony z tym zespołem urządzeń lub

b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, a także połączony z nimi magazyn biogazu rolniczego.

Jednostka Grafikowa (JG) — Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej.

Jednostka wytwórcza — Wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego lub odbiorcy służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzeniu mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

Krajowy system elektroenergetyczny (KSE) — System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Linia bezpośrednia — Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstwa od niego zależnych.

Mała instalacja — Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.

Miejsce dostarczania energii elektrycznej — Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci, albo w umowie o świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.

Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej 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 Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) — Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej 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.
Mikroinstalacja	Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A.
Moc bezpieczna	Moc czynna określona przez odbiorcę, przy której wprowadzane ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie powodują zagrożenia bezpieczeństwa osób, uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
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.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna, wyznaczona w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych, albo b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, których sieci dystrybucyjne posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Nielegalne pobieranie energii	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.

Niskie napięcie	Napięcie nie wyższe niż 1 kV.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar rynku bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia z podmiotami uczestniczącymi w rynku bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca grafikowy	Odbiorca uprawniony do prawa wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa, rozliczany godzinowo posiadający układy pomiarowo-rozliczeniowe z możliwością rejestracji rzeczywistych godzinowych wartości poboru energii elektrycznej.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
Odbiorca profilowy	Odbiorca uprawniony do prawa wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa, rozliczany za pomocą profili, przyłączony bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej poniżej 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63A.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię

	wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
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.
Okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych	Okres pomiędzy dwoma kolejnymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonanymi przez OSD.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
Operator systemu dystrybucyjnego (OSDn)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi, nie posiadające bezpośredniego połączenia z OSP, przyłączone do OSDp
Operator systemu dystrybucyjnego (OSDp)	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna jest połączona siecią innego operatora systemu dystrybucyjnego, a który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową operatora systemu przesyłowego.
Operator systemu przesyłowego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną

	rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot, którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) zgłoszenia zmiany sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii elektrycznej.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.

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 sieci, w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych) lub są wyznaczane na potrzeby rozliczeń. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Rynek detaliczny	Obszar sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
Samoczynne częstotliwościowe odciążenie – SCO	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć,

	za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednią sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przed podmiot zajmujący się jej obrotem.
Standardowy profil zużycia (profil)	Zastępcza zmienność obciążenia dobowego odbiorców o zbliżonej charakterystyce poboru, ustalona na drodze analitycznej.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje współpracujące z siecią.
System pomiarowo-rozliczeniowy	Teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych pochodzących z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych, systemów automatycznej rejestracji danych oraz z innych systemów.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
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 OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej, oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo - rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo - rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych w przypadku nieprawidłowego działania

	układu pomiarowo - rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo -kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej	Umowa o świadczenie usług dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy OSDn i URDo lub URDw oraz określa warunki świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, którym OSDn dostarcza energię elektryczną lub pobiera energię elektryczną w przypadku URDw. Rozliczenia wynikające z umowy o świadczenie usług dystrybucji dokonywane są w oparciu o Taryfę dla energii elektrycznej OSDn w zakresie dystrybucji.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa kompleksowa	Usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. –Prawo energetyczne z późn.zm.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zaprzestanie dostaw energii	Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego

elektrycznej	obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpieczeństwa 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.

PREZES ZARZĄDU
WM MALTA Sp. z o.o.
Wojciech Jasiński

Załącznik nr 1

do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej *WM MALTA Sp. z o.o.*

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej lub po ich modernizacji. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej nie spełniającej tych wymagań.

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

1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSDn.

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

1.5. Dla jednostek wytwórczych planowanych do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej SN lub nN, moc zwarciowa w miejscu przyłączenia powinna być przynajmniej 20 razy większa od łącznej mocy znamionowej jednostek wytwórczych przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej zasilanej z tej samej co dany punkt przyłączenia stacji transformatorowej 110 kV/SN lub SN/nN.

1.6. Moc zwarciowa w miejscu przyłączenia, o której mowa w pkt 1.5. wyznaczana jest dla minimalnej konfiguracji sieci dystrybucyjnej.

1.7. Minimalna konfiguracja sieci dystrybucyjnej jest to stan pracy przy minimalnym poziomie mocy zwarciowej po stronie SN, wyłączonych wszystkich jednostkach wytwórczych przyłączonych bezpośrednio do szyn zbiorczych rozdzielni SN, jak również do linii SN wyprowadzonych ze stacji transformatorowej 110 kV/SN, do której przyłączona jest rozpatrywana jednostka wytwórcza.

1.8. W przypadku opracowania przez OSDn ekspertyzy wpływu przyłączenia jednostek wytwórczych na pracę sieci dystrybucyjnej lub indywidualnej analizy dla konkretnego punktu w sieci dystrybucyjnej, dla oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych przyjmuje się wnioski wynikające z ww. opracowań, wówczas kryterium określonego w pkt 1.5. nie stosuje się.

1.9. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

1.10. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z OSDn i w obecności jego przedstawiciela.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

2.1 Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:

a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,

b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje.

Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla mikroźródeł lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

2.2 W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.

2.3 OSDn koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt 2.1. oraz pkt 2.2. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania lub odwzorowania stanu pracy. Wymaganie nie dotyczy łącznika na połączeniu sieci dystrybucyjnej z mikroźródłem w zakresie zdalnego sterowania i odwzorowania stanu łącznika.

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

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

3. ZABEZPIECZENIA I WYMAGANIA DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W ZAKRESIE EAZ

3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami IRiESD oraz niniejszym załącznikiem.

Wymagania pkt 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł, za wyjątkiem drugiego akapitu punktu 3.11.

3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt 2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.

3.3. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.

3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być

wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.

3.5. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

3.6. OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.

3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:

a) łącznik określony w pkt 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,

b) łącznik określony w pkt 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.

3.8. OSDn ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.

3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.

3.10. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.

3.11. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator nN/SN, dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.

W przypadku jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroźródłami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń dodatkowych wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.

W przypadku podłączania mikroźródeł, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią rozdzielczą, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSDn.

3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.

3.13. Elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.

3.14. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest elektrownia wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa elektrowni powinna:

a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,

b) załączać elektrownię samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.

3.15. W przypadku zwarcia w elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSDn.

3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest elektrownia wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa elektrowni powinna:

a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,

b) załączać elektrownię samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.

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

3.18. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

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

1) zabezpieczenia nadprądowe,

2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,

3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.

OSDn decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia poprawiają e bezpieczeństwo pracy sieci.

3.20. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSDn lub przez niego ustalone.

3.21. <u>Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.</u>

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

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

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

ustąpieniu zakłócenia.

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

1) nadprądowe zwłoczne,
2) nadprądowe zwarciowe,
3) nad- i pod-napięciowe,
4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.

3.21.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:

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

3.21.6. OSDn może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

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

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

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSDn w warunkach przyłączenia.

4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w elektrowniach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w elektrowniach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.

4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów

przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.

4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową minimum 30 s pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.

5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt 5.4. i pkt 5.5.

5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.

5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:

różnica napięć – $\Delta U < \pm 10\ \%\ Un$,

różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0{,}5$ Hz,

różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10°$,

5.5. OSDn może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt 5.4.

5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych

5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z OSDn.

5.8. Wymagania pkt 5. niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w pkt 6. niniejszego załącznika.

6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.

6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyleń ±5% napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).

6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.

6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:

a) 1,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,

b) 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,

c) 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopołówkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

SrA – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

SkV – moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: Plt ≤ 0,6, za wyjątkiem elektrowni wiatrowych, dla których współczynnik Plt określono w pkt 7.7.3.

6.8. Wymaganie określone w pkt 6.7. jest również spełnione w przypadkach, gdy:

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

SrA – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

SkV – moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 - dla generatorów synchronicznych,

2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

Ia/Ir - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

Ia – prąd rozruchowy,

Ir – znamionowy prąd ciągły.

7. DODATKOWE WYMAGANIA DLA ELEKTROWNI WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

7.1. Postanowienia ogólne

7.1.1. Elektrownie wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD.

7.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt 7 niniejszego załącznika obowiązują elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.

7.1.3. Przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektrownie wiatrowe muszą spełniać wymagania zawarte w pkt 7. niniejszego załącznika po ich modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej nie spełniającej tych wymagań.

7.1.4. Wymagania techniczne dla elektrowni wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

a) regulacja mocy czynnej,

b) praca przy różnym napięciu i częstotliwości,

c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,

d) regulacja napięcia i mocy biernej,

e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,

f) dotrzymywanie standardów jakości energii,

g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,

h) monitoring i systemy telekomunikacji,

i) testy sprawdzające.

7.1.5. OSDn ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że elektrownia wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD i w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii elektrycznej.

7.1.6. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

7.1.7. Szczegółowe wymagania dla każdej elektrowni wiatrowej są określane przez OSDn w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy elektrowni wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system elektroenergetyczny.

7.1.8. OSDn może w warunkach przyłączenia określić dla elektrowni wiatrowej wymóg przystosowania elektrowni do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy elektrowni wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.

7.1.9. Elektrownia wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona przez OSDn, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

7.2. Regulacja mocy czynnej elektrowni wiatrowej

7.2.1. W normalnych warunkach pracy systemu i elektrowni wiatrowej moc czynna wprowadzana do sieci przez elektrownię wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością ± 5 %) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.

7.2.2. W normalnych warunkach pracy elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej elektrowni wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej elektrowni wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

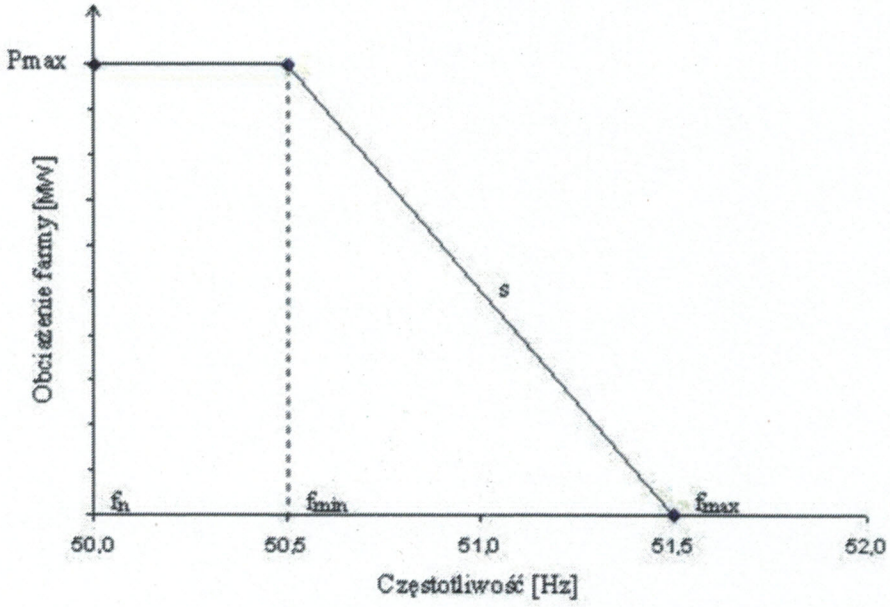
7.2.3. W sytuacjach zakłóceniowych w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez elektrownie wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy OSDn poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie elektrowni wiatrowej.

7.2.4. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:

1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych. Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń.

2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej). Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej ±5% Pz (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych. Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100% do 20% mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20% mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy ale nie mniejszą niż 10% mocy znamionowej na minutę.

3) automatyczną redukcję mocy czynnej, przy wzroście częstotliwości. Przy wzroście częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej, powinien być zdolny do automatycznej redukcji mocy czynnej, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku poniżej. W takim przypadku jako wartość domyślną prędkości redukcji mocy czynnej, należy przyjąć 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę dla całego zakresu obciążenia mocą czynną farmy wiatrowej.



Symbol	Jedn.	Opis	Wartość domyślna	Zakres nastawczy parametru ustawialnego
f_n	Hz	Nominalna wartość częstotliwości sieci	50	nie dotyczy
f_{min}	Hz	Minimalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej , przy której następuje redukcja generowanej mocy czynnej	50,5	(50÷51) Hz
f_{max}	Hz	Maksymalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej , przy której generowana jest zerowa moc czynna	51,5	(51÷f_{gr}) Hz
f_{gr}	Hz	Maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy elektrowni wiatrowej	52,5	-
P_{max}	MW	Moc elektrowni wiatrowej z jaką elektrownia pracowała w momencie wzrostu częstotliwości sieci do wartości 50,5 Hz	-	-
s	%	Statyzm – względna zmiana częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej	-	Statyzm jest wartością wypadkową (nie ustawialną), zależną od doboru nastaw f_{min} i f_{max} oraz obciążenia elektrowni wiatrowej $s=[(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

7.2.5. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączanie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych elektrowni wiatrowej.

7.2.6. Określona w pkt 7.2.4.1) dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania w przypadku odciążania elektrowni wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną korekcji mocy elektrowni wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości P = f(df) oraz w sytuacjach zakłóceniowych w systemie, w przypadku gdy OSP lub OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie elektrowni wiatrowej. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość redukcji mocy zgodnie z postanowieniami pkt 7.2.4. 2) - 3).

7.2.7. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej elektrowni wiatrowej zaleca się aby każda pojedyncza turbina wiatrowa elektrowni wiatrowej była zdolna do redukcji mocy czynnej z prędkością nie mniejszą niż 5% Pn mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100% do 40% mocy generowanej.

7.2.8. OSDn, z co najmniej 5 dniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela elektrowni wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac modernizacyjnych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

7.2.9. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego OSDn, może polecić całkowite wyłączenie elektrowni wiatrowej. OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania elektrowni wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

7.3. Praca elektrowni wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

7.3.1. Elektrownia wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

a) Przy 49,5 ≤ f ≤ 50,5 Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,

b) Przy 48,5 ≤ f < 49,5 Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,

c) Przy 48,0 ≤ f < 48,5 Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,

d) Przy 47,5 ≤ f < 48,0 Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,

e) Przy f < 47,5 Hz elektrownię wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,

f) Przy 50,5 < f ≤ 51,5 Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,

g) Przy f > 51,5 Hz elektrownię wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

7.3.2. Elektrownia wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt 7.3.1.a) i pkt 7.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w zakresie +/-10 % Un – dla sieci SN.

7.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podana powyżej są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5%/min, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

7.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w elektrowni wiatrowej.

7.3.5. OSDn może określić w warunkach przyłączenia elektrowni wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia elektrowni wiatrowej.

7.3.6. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej OSDn może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt od 7.3.1. do 7.3.5.

7.4. Załączanie i wyłączanie elektrowni wiatrowych

7.4.1. Elektrownia wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.

7.4.2. Podczas każdego uruchamiania elektrowni wiatrowej gradient przyrostu mocy elektrowni wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt 7.2.2. niniejszego załącznika.

7.4.3. Algorytm uruchamiania elektrowni wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.

7.4.4. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii elektrowni wiatrowej, redukcja mocy elektrowni wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt 7.2.2. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

7.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

7.5.1. Wyposażenie elektrowni wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia i stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.

7.5.2. Elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. OSDn w warunkach przyłączenia do sieci określa powyższe wymagania, w tym potrzebę zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

7.5.3. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy.

7.6. Praca elektrowni wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

7.6.1. W niektórych lokalizacjach, OSDn może wymagać by elektrownie wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSDn w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.

7.6.2. Wymagania w zakresie pracy elektrowni wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc elektrowni wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system.

7.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

7.7.1. Elektrownia wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą elektrowni wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

7.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy elektrowni wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

7.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

a) P st < 0,45 dla sieci SN,

b) P lt < 0,35 dla sieci SN.

7.7.4. Elektrownie wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 4% dla sieci SN.

7.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt od 7.7.1. do 7.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.

7.7.6. Elektrownie wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznych napięcia i prądu).

7.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.

7.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez elektrownię wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

7.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

7.8.1. Właściciel elektrowni wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących elektrownię przed skutkami prądów zwarciowych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej tej elektrowni oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.

7.8.2. Nastawienia zabezpieczeń elektrowni wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

7.8.3. Nastawy zabezpieczeń elektrowni wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej elektrowni wiatrowej.

7.8.4. Zwarcia wewnątrz elektrowni wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej elektrowni.

7.8.5. Na etapie opracowywania projektu podstawowego elektrowni wiatrowej należy przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą sprawdzenie:

a) kompletności zabezpieczeń,

b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach i w rozdzielni elektrowni wiatrowej,

c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu rozdzielczego i/lub przesyłowego.

Wyniki analiz należy przekazać do OSDn.

7.9. Monitoring i komunikacja elektrowni wiatrowej z operatorem systemu

7.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry elektrowni.

Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i odpowiedniego operatora systemu dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określają warunki przyłączenia.

7.9.2. Minimalny zakres udostępnianych OSDn pomiarów wielkości analogowych z elektrowni wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

a) mocy czynnej,

b) mocy biernej,

c) napięcia w miejscu przyłączenia do sieci,

d) współczynnika mocy cos φ,

e) średniej dla elektrowni prędkości wiatru.

7.9.3. Minimalny zakres udostępnianych OSDn danych dwustanowych obejmuje:

a) aktualny stan jednostek wytwórczych elektrowni, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,

b) inne dane mogące skutkować wyłączeniem elektrowni wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.

7.9.4. Właściciel elektrowni wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu aktualne parametry wyposażenia elektrowni wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem elektrowni wiatrowej są to dane producentów urządzeń.

7.9.5. OSDn określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej elektrowni wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

7.9.6. Parametry techniczne systemu wymiany informacji pomiędzy elektrownią wiatrową i OSDn, określa OSDn na etapie projektowania.

7.10. Testy sprawdzające

7.10.1. Właściciel elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy elektrowni, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób przeprowadzenia testów elektrowni wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić na co najmniej 6 miesięcy przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej.

7.10.2. Właściciel elektrowni wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających.

W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy OSDn i podmiotem posiadającym farmę wiatrową. Możliwe jest wytypowanie dla danego obszaru merytorycznego (określonej grupy testów sprawdzających) odrębnej, niezależnej firmy eksperckiej, o ile takie rozwiązanie zostanie uzgodnione pomiędzy stronami. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiekolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzenia obiektowych testów sprawdzających.

7.10.3. Testy dotyczyć powinny w szczególności:

a) charakterystyki mocy elektrowni wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,

b) uruchomienia elektrowni wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,

c) odstawiania elektrowni wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,

d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,

e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,

f) wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii.

7.10.4. OSDn wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie elektrowni wiatrowej i przeprowadzenie testów.

7.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSDn w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

7.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż elektrownia wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, OSDn ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8. KRYTERIA MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

8.1. OSDn stosuje kryteria oceny możliwości przyłączania oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej SN i nN zgodnie z zamieszczonymi na stronie internetowej *TAURON Dystrybucja S.A.*, dokumentami, którymi są:

- *Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego,*
- *Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego.*

8.2. Wytwórcy, którzy planują przyłączenie jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej SN lub nN należącej do OSDn, zobowiązani są do stosowania się do kryteriów przyłączania określonych w dokumentach wyszczególnionych w pkt 8.1. oraz niniejszej IRiESD.

Załącznik nr 2

do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej *WM MALTA Sp. z o.o.*

KARTY AKTUALIZACJI

Karta aktualizacji nr .....

1. Data wejścia w życie aktualizacji: .....

2. Przyczyna aktualizacji: .....
.....
.....
.....
.....

3. Numery punktów podlegających aktualizacji (zakres aktualizacji):
.....
.....

4. Nowe brzmienie punktów Instrukcji:

Nr punktu	Aktualna treść
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....

5. Podpis osoby zatwierdzającej kartę aktualizacji w imieniu operatora systemu dystrybucyjnego: .....

Załącznik nr 3

do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej *WM MALTA Sp. z o.o.*

ZAKRES WYMAGANYCH DANYCH PODCZAS POWIADAMIANIA OSD PRZEZ SPRZEDAWCĘ W IMIENIU WŁASNYM I ODBIORCY KOŃCOWEGO O ZAWARTEJ UMOWIE SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej (wzór formularza)

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia
2.	Miejscowość
3.	**Dane sprzedawcy**
3.1.	nazwa
3.2.	kod nadany przez OSP lub OSDn (w przypadku kiedy OSDn nadał taki kod albo stosuje kod nadany przez OSP)
4.	**Nazwa sprzedawcy rezerwowego**
5.	**Dane URD (odbiorcy końcowego)**
5.1.	Nazwa
5.2.	kod pocztowy
5.3.	Miejscowość
5.4.	ulica
5.5.	nr budynku
5.6	nr lokalu
5.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (przy czym nr paszportu dotyczy obcokrajowców)
6.	**Dane punktu poboru**
6.1.	kod identyfikacyjny PPE albo w przypadku braku nr fabryczny licznika
6.2.	kod pocztowy
6.3.	Miejscowość
6.4.	Ulica
6.5.	nr budynku
6.6.	nr lokalu tego punktu poboru
7.	Okres obowiązywania umowy sprzedaży
8.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objęta umową sprzedaży w podziale na poszczególne punkty PPE lub w przypadku umów zawartych na okres dłuższy niż rok planowana ilość energii elektrycznej objęta umową w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku nie podania tej wartości zostanie ona określona przez OSDn i traktowana według takich samych zasad, jak podana przez URD i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku OSDn nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
9.	Kod MB, do którego ma być przypisany URD*
10.	Oświadczenie URD, że wnioskuje o zawarcie/aktualizację umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSDn (jeżeli procedura zmiany umowy jest prowadzona jednocześnie z procedurą zmiany sprzedawcy, w pozostałych przypadkach pole pozostaje niewypełnione)
11.	Imię, nazwisko oraz podpis(-y) osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza)

*dany OSDn wskaże czy wypełnienie pozycji jest obowiązkowe (jeżeli wypełnienie nie jest obowiązkowe pole pozostaje niewypełnione)

UWAGA: przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej może nie wymagać podawania wszystkich danych zawartych w powyższym formularzu powiadomienia, przy zachowaniu numeracji punktów formularza.

Załącznik nr 4

do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej *WM MALTA Sp. z o.o.*

LISTA KODÓW, KTÓRYMI OSD INFORMUJE SPRZEDAWCĘ O WYNIKU PRZEPROWADZONEJ WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Lista kodów, którymi OSD informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna – brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt F.2.2. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna – błąd w formularzu powiadamiania w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna – brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD, a URD
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucji pomiędzy OSD, a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak GUD pomiędzy OSD, a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja pozytywna – konieczność dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych przez URDo lub URDw
W-08	Weryfikacje negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna - zgłoszenie umowy kompleksowej dotyczy PPE, dla którego nie jest możliwa realizacja umowy kompleksowej
W-10	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)