

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

POLENERGIA Dystrybucja sp. z o.o.

Data wejścia w życie:

26 czerwca 2026 r.

Podpisy osób zatwierdzających
Instrukcję:

.....

.....

Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej została zatwierdzona i wprowadzona do stosowania uchwałą Zarządu Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. z dnia 25 czerwca 2026 roku.

Warszawa, dn. 25.06.2026 r.

SPIS TREŚCI

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO.....	5
I. 1. POSTANOWIENIA OGÓLNE.....	5
I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	10
I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ POLENERGIA DYSTRYBUCJA.....	10
I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	11
I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	12
II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POLENERGIA DYSTRYBUCJA	13
II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA	13
II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	22
II.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ URD, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.....	26
II.4. DANE PRZEKAZYWANE DO POLD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	43
II.5. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Z SIECIĄ POLD	46
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	46
III.1. PRZEPISY OGÓLNE	46
III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	48
III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI.....	48
III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	48
III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA.....	48
III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH.....	50
III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH	50
III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO.....	51
III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA.....	51
III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH.....	51
III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC	52
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	52
IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	52
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	53

IV.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	53
IV.4. WSPÓŁPRACA POLENERGIA DYSTRYBUCJA Z INNYMI OSD I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	58
V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	59
V.1. OBOWIĄZKI POLENERGIA DYSTRYBUCJA	59
V.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO.....	59
V.3. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.....	61
V.4. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	61
V.5. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	62
V.6. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	64
V.7. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD _p	64
V.8. STANDARDY TECHNICZNE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POLENERGIA DYSTRYBUCJA	65
VI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	66
VI.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	66
VI.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	67
VI.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	68
VI.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	72
VII. PLANOWANIE ROZWOJU I WSPÓŁPRACA W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	73
VII.1. PRZEPISY OGÓLNE	73
VII.2. PROCES PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACA W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	74
VII.3. ZAKRES POZYSKIWANIA I AKTUALIZACJI DANYCH ORAZ INFORMACJI	75
VII.4. PUBLIKACJA I UDOSTĘPNIANIE PLANU ROZWOJU I WYNIKÓW ANALIZ ROZWOJOWYCH	76
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAM I SYSTEMOWYMI	77
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE.....	77
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE.....	77
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY	78
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO	79
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA.....	82

A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH	85
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn z POLD W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH	88
A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ	90
A.8. (usunięty)	92
A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI	92
A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ	92
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	102
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	105
C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH	105
C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD POB _{ZSU} (METODA DOBOWA)	110
D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA PRZEZ POLENERGIA DYSTRYBUCJA DO REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ I UMÓW KOMPLEKSOWYCH	111
D.1. WYMAGANIA OGÓLNE	111
D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URD	112
D.3. (usunięty)	113
E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	113
F. ZASADA UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI URD	115
F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA	115
F.2. (usunięty)	115
G. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	115
H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE	118
I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAM I SYSTEMOWYMI	121
SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI	123
POJĘCIA I DEFINICJE	127

ZAŁĄCZNIKI DO IRIESD

ZAŁĄCZNIK NR 1	SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ
ZAŁĄCZNIK NR 2	(usunięty)
ZAŁĄCZNIK NR 3	ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

I. 1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. Polenergia Dystrybucja spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (zwana dalej Polenergia Dystrybucja lub POLD) jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRIESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.1.2. POLD jako operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRIESD.

I.1.3. Niniejsza IRIESD uwzględnia w szczególności wymagania:

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne- zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U. z 2022 r., poz. 1385 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- b) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 2022 r., poz. 1510 z późn. zmianami),
- c) ustawy z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2023r., poz. 682 wraz z późniejszymi zmianami),
- d) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2022 r., poz. 1378 z późn. zmianami), ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „ustawą o rynku mocy” (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 z późn. zmianami),
- e) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2023 r., poz. 875),
- f) ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093 z późn. zmianami),

zawarte w:

- 1) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r., z późn. zmianami)- EB GL,
- 2) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r., z późn. zmianami)- NC RfG,
- 3) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016 r.)- NC DC,
- 4) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016 r.)- NC HVDC,
- 5) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017 r., z późn. zmianami)- SO GL,
- 6) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r., z późn. zmianami)- NC ER,

zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”,

- g) koncesji POLD na dystrybucję energii elektrycznej wydanej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej Prezesa URE) numer DEE/95/18543/W/2/2009/PJ z dnia 15 lipca 2009r. na okres od 20 lipca 2009r. do 31 grudnia 2025r.,
- h) określone w opracowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci przesyłowej (OSDp) Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (zwanymi dalej IRIESDp),
- i) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRIESP),
- j) IRIESP- OIRE,
- k) Taryfy Polenergia Dystrybucja.

I.1.4. Dokumentami związanymi z IRIESD są także przyjęte do stosowania przez POLD instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty przyjęte na podstawie Kodeksów sieci.

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

- a) przyłączania urządzeń wytwórczych, magazynów energii, innych sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych,
- b) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- c) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- d) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych,
- e) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- f) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznych i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- g) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- h) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, oraz zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- i) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,
- j) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- k) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.

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

I.1.7. Postanowienia IRIESD obowiązują następujące podmioty:

- a) operatora systemu dystrybucyjnego- Polenergia Dystrybucja,
- b) wytwórców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLD,
- c) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLD,
- d) przedsiębiorstwa obrotu,
- e) sprzedawców,
- f) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej POLD,
- g) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od a) do f).

I.1.7. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

- a) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania we współpracy z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych
- b) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- c) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej
- d) 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,
- e) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- f) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- g) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej
- h) 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,
- i) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:

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

ii. pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorom systemów dystrybucyjnych,

iii. opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględniania zasad ich stosowania w IRiESD,

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

v. wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,

vi. zamieszczanie na swoich stronach internetowych:

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi POLD zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji,
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze dystrybucyjnym POLD,
 - wzorów umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorów umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej,
- j) 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,
- k) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- l) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych,
- m) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej,
- n) prowadzenie rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci.

I.1.8. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz RRM, POLD jest odpowiedzialny w szczególności za:

- a) pośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej,
- b) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowania,
- c) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń,
- d) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji oświadczenia potwierdzającego dostarczanie mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy w procesie monitorowania realizacji umów mocowych,
- e) pośrednią współpracę w ramach zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych realizowaną za pośrednictwem OSDp,
- f) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci POLD i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do KSE.

I.1.9. POLD ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.

I.1.10. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

- a) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej POLD,
- b) rozwiązanie z POLD umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

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

I.1.12. W zależności od potrzeb POLD przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawa lub istotnej zmianie IRiESD OSDp.

I.1.13. Aktualizacja IRiESD jest dokonywana poprzez wydanie karty aktualizacji lub poprzez opracowanie i wydanie nowej IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

I.1.14. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.

I.1.15. W przypadku zmiany IRiESD w trybie wydania Karty aktualizacji zawiera ona specyfikację zmian IRiESD.

W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD, a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

I.1.16. POLD opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej. Wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, POLD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz terminie przewidzianym na konsultacje. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż miesiąc od dnia opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.

I.1.17. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje zmian IRiESD, POLD:

- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji,
- b) opracowuje raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia oraz w uzasadnionych przypadkach, zestawienie własnych uzupełnień lub korekt, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag i propozycji użytkowników systemu lub jeżeli mają one charakter redakcyjny bądź pisarski, lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki,
- c) opracowuje nową wersję IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje oraz ewentualne korekty POLD, zgodnie z informacjami przedstawionymi w raporcie z procesu konsultacji.

I.1.18. Zatwierdzoną przez Zarząd POLD IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z tekstem ujednoliconym IRiESD, a także informację o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, POLD publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.1.19. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci POLD lub korzystający z usług świadczonych przez POLD, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.20. Odpowiedzialność POLD oraz sprzedawców za niewykonanie bądź niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD jest określona w umowach, o których mowa w pkt. A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

I.1.21. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym regulowanym metodami, warunkami, wymogami i zasadami (dalej „TCM”; ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjętymi na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr

714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211/15 z 14.08.2009 r., z późn. zm.) – dalej „rozporządzenie 714”, rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r.) – dalej „rozporządzenie 943” lub Kodeksów sieci, stąd:

- a) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, POLD niezwłocznie podejmie działania mające na celu wyeliminowania tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,
- b) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

I.1.22. Postanowienia IRiESD w zakresie w jakim dotyczą Prosumenta wirtualnego wchodzi w życie z dniem 2 lipca 2024 r.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

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

I.2.3. Świadczenie 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 POLD zatwierdzonej przez Prezesa URE.

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

ŚWIADCZONYCH PRZEZ POLENERGIA DYSTRYBUCJA

I.3.1. 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.

I.3.2. POLD 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 innych niż wytwarzający energię w mikroinstalacji,

- 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, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę,
- 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 oraz ich sprzedawcom ich standardowe profile zużycia,
- h) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz je uwzględnia w IRIESD.

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

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

I.3.4. POLD ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji.

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

I.3.6. Pkt I.3.4. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot 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.

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

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

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

I.3.10. Sprawę z wniosku o określenie warunków przyłączenia lub zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, rozpatruje się za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w przypadku gdy wniosek lub zgłoszenie zostały złożone w postaci elektronicznej lub składający wniosek lub zgłoszenie w postaci papierowej wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w drodze elektronicznej.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

I.4.1. POLD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia

pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.

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

I.4.3. POLD stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności POLD 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, informacje o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,
- d) powiadamia z wyprzedzeniem określonym w pkt. VIII.4.1. o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej POLD,
- 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 POLD,
- g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
- 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) udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

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

I.5. REJESTR MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

- 1) przyłączanych do sieci dystrybucyjnej POLD,
- 2) stanowiących części sieci dystrybucyjnej POLD,
- 3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej POLD,

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

I.5.2. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt 1.5.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW.

I.5.3. POLD wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt 1.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt 1.5.4.

W przypadku, gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt. 1.5.1., może być więcej niż jeden Operator, wpisu do tego rejestru dokonuje Operator wybrany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.

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

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

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

POLD aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POLENERGIA DYSTRYBUCJA

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez POLD albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w ppkt. II.1.18.

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

- a) pozyskanie przez podmiot od POLD, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji”),
- b) złożenie przez podmiot u POLD, kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez POLD w formie pisemnej, dokumentowej.
- c) w przypadku wniosku dla mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, albo w postaci papierowej opatrzonej podpisem własnoręcznym i składa się:
 - z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w tym elektronicznej skrzynki podawczej w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2070) lub publicznej usługi rejestrowanego doręczenia elektronicznego na adres do doręczeń elektronicznych wpisany do bazy adresów elektronicznych, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2020r. poz. 2320 z

późn. zm.), lub publicznej usługi hybrydowej w rozumieniu art. 2 pkt 7 tej ustawy – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej albo,

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

Wniosek dla mikroinstalacji rozpatruje się w postaci elektronicznej, w przypadku, gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt a) lub gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt b) i składający wniosek wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w postaci elektronicznej.

- d) 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 POLD we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
- e) POLD dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
- f) jeżeli złożony wniosek o określenie warunków przyłączenia, jest niezgodny z wzorem udostępnionym przez POLD, nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku lub nie zawiera wymaganych załączników, POLD wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie tego wniosku bez rozpoznania,
- g) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek o określenie warunków przyłączenia pozostawia się bez rozpoznania, o czym POLD informuje wnioskodawcę,
- h) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez POLD, POLD w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania.

Nadanie w terminie uzupełnionego lub poprawionego wniosku dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. - Prawo pocztowe lub w placówce pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne

w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie.

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

- i) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, POLD zwraca zaliczkę,
- j) POLD na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, określając w szczególności datę jego złożenia,

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

- przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW,

lub

- przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW,

lub

- przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW,

lub

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

lub

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

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

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

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

II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie POLD.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu instalacji lub sieci.

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

- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z obiektu, w którym używane będą przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- c) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- d) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
- e) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu.
- f) z wyłączeniem źródeł zlokalizowanych w polskim obszarze morskim
- g) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):

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

- decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r.

- przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2018 r., poz. 1537, z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo

- pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2135, z późn. zmianami.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim,

Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia.

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

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa POLD. Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

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

II.1.8. Warunki przyłączenia w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w p. II.1.3., zawierają w szczególności:

- a) oznaczenie nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
- b) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- c) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- d) moc przyłączeniową,
- e) rodzaj przyłącza,
- f) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- g) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- h) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- i) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- j) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- k) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- l) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:

- wartości prądów zwarc wielofazowych i czasów ich wyłączenia, prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;

m) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,

n) wymagania w zakresie:

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

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

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

- ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączonych sieci lub instalacji,

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

p) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,

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

r) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.

II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa POLD w warunkach przyłączenia.

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

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

- 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
- 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło,
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej - dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło.

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV termin określony w pkt. 4) liczony jest od dnia wniesienia zaliczki.

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

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

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

Wnioskodawca może zwolnić POLD od obowiązku zawarcia umowy przyłączeniowej, wynikającego z wydanych temu wnioskodawcy warunków przyłączenia przed upływem terminu ich ważności składając oświadczenie tej treści do POLD w formie pisemnej lub elektronicznej. POLD niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyjęciu oświadczenia w formie pisemnej lub elektronicznej.

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

II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci POLD na podstawie opracowanej przez POLD ekspertyzy może wpłynąć na warunki pracy sieci operatora systemu dystrybucyjnego przyłączonego do sieci przesyłowej albo operatora systemu dystrybucyjnego od którego jest dostarczana energia elektryczna (zwanego dalej POLD) do POLD, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z POLD ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych POLD wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy POLD dopuszcza możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w terminie 120 dni od daty otrzymania wniosku o uzgodnienie.

II.1.14. POLD wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialne za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w p. II.1.13.

II.1.15. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi, przed określeniem warunków przyłączenia dla wytwórców, z wyłączeniem zaliczanych do VI grupy przyłączeniowej, uzgadniają je z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci są przyłączeni.

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

Ww. postanowienie IRIESD wchodzi w życie po zatwierdzeniu zmian w tym zakresie IRIESD OSDp przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

II.1.16. W przypadku gdy POLD odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, POLD określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

II.1.17. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, POLD powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia:

- a. wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, POLD wydaje warunki przyłączenia;
- b. nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, POLD odmawia wydania warunków przyłączenia.

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

II.1.18. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w POLD, 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 POLD. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji stosuje się zapisy pkt II.1.2. ppkt. c.

Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRIESD.

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

- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby do kontaktu oraz adres korespondencyjny,
- 2) dane dotyczące lokalizacji obiektu, w którym zainstalowano mikroinstalację, w tym numer licznika lub kod punktu poboru energii (PPE),
- 3) rodzaj mikroinstalacji,
- 4) moc zainstalowaną elektryczną,
- 5) moc znamionową falownika po stronie AC - w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
- 6) typ instalacji, w której ma być zainstalowana mikroinstalacja,
- 7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,

- 8) oświadczenie, że mikroinstalacja jest wybudowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz spełnia wymogi techniczne i eksploatacyjne zawarte w art. 7a Ustawy.
- 9) Planowany termin przyłączenia
- 10) Potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.

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

II.1.19. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez POLD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II .1.20. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej POLD powinna zawierać co najmniej:

- a. strony zawierające umowę, przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia, termin realizacji przyłączenia,
- b. wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania, miejsce rozgraniczenia własności sieci POLD i instalacji podmiotu przyłączanego,
- c. zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- d. wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- e. harmonogram przyłączenia,
- f. oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej o treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia, wynikającej z art. 233 §6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks Karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości, na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w Zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań,
- g. planowany termin przyłączenia,
- h. potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów
- i. warunki udostępnienia POLD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
- j. przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
- k. moc przyłączeniową,
- l. planowane ilości energii elektrycznej wprowadzane do i/lub pobieranej z sieci,
- m. zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia oraz tryb przyłączania do sieci,
- n. sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywania wymagań określonych w warunkach przyłączenia,
- o. opracowanie instrukcji współpracy ruchowej z POLD,
- p. odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- q. okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.1.21. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:

- 1) Prosumentem,
- 2) Przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców - zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (Dz. U. z 2019 r., poz. 1292 z późn. zmianami) niebędącego Prosumentem informuje POLD o terminie przyłączenia mikroinstalacji, w zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji o którym mowa w pkt 2.1.18., nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci POLD.

II.1.22. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.21. lub Reprezentant prosumentów, o których mowa w pkt II.1.39. i II.1.40., informuje POLD o:

- 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji, małej instalacji lub magazynu energii elektrycznej lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej - w terminie 14 dni od dnia zmiany,
- 2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji - w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.

II.1.23. Zapisów ppkt. II.1.31. i II.1.34. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.

II.1.24. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji prosumentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanym przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej POLD, pisemnie informuje POLD o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

II.1.25. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.31. jest obowiązany informować POLD o:

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

II.1.26. OSP prowadzi Centralny rejestr jednostek wytwórczych i farm wiatrowych przyłączonych do KSE o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej (dalej „Centralny rejestr jednostek wytwórczych”), zgodnie z zapisami IRIESP.

II.1.27. POLD ma prawo do kontroli przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci, układów pomiarowych i układów pomiarowo-rozliczeniowych w zakresie spełnienia wymagań zawartych w umowach oraz określonych w warunkach przyłączenia stanowiących element umowy.

II.1.28. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w p. II.1.21, reguluje Ustawa oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.

II.1.29. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną POLD są regulowane postanowieniami umów.

II.1.30. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej POLD urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają p. II.1.2. i II.1.6. oraz załączniki do niniejszej IRIESD.

II.1.31. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy poniżej 50 MW przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLD dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem POLD.

II.1.32. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt. 5.6, podlegającą uzgodnieniu z POLD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

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

II.1.34. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej POLD, wskazane przez POLD podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują do POLD dane określone w rozdziale II.4.

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

II.2.1. ZASADY ODŁĄCZANIA

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

II.2.1.2. POLD odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej POLD w następujących przypadkach:

- a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
- b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub/i umowy zawartej aktualnej umowy na sprzedaż e.e albo umowy kompleksowej.

II.2.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej POLD składany przez podmiot zawiera w szczególności:

- a) nr PPE,
- b) nazwa i adres URD,
- c) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
- d) przyczynę odłączenia,
- e) proponowany termin odłączenia.

II.2.1.4. POLD ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej POLD uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez POLD o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu POLD informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w p. II.2.1.7. POLD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej, uzgadnia z POLD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

II.2.1.5. POLD uzgadnia z sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej POLD ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.

II.2.1.6. W uzasadnionych przypadkach, POLD sporządza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej POLD, określające w szczególności:

- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
- b) termin odłączenia,
- c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony POLD za prawidłowe odłączenie podmiotu,
- d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
- e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.2.1.7. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w p. II.1.

II.2.2. ZASADY WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

II.2.2.1. POLD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej POLD bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p. II.1.27, POLD stwierdzi, że:

- a) odbiorca nie wyraził zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo - rozliczeniowego w przypadkach określonych w Ustawie
- b) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
- c) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w Ustawie.

II.2.2.2. POLD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej, gdy URD zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

II.2.2.3. POLD, na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje, z zastrzeżeniem art. 6c Ustawy, dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli URD zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub pobraną energię elektryczną, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

II.2.2.4. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia. Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, informuje również, że wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia tego odbiorcy, a także informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w pkt 2.2.2.19. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym powinny być przygotowane przez tego odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.

II.2.2.5. POLD bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w p. II.2.2.1 i II.2.2.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

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

POLD wznowia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu.

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

II.2.2.6. Przepisów pkt. II.2.2.2.2 nie stosuje się do obiektów służących obronności Państwa.

Ponadto realizacja przez POLD postanowień o których mowa w pkt. II.2.2.1.a) lub II.2.2.2 może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez POLD odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez POLD 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) - POLD 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, POLD zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

II.2.2.7. W przypadku, gdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w pkt. II.2.2.4., reklamację dotyczącą dostarczania energii, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. II.2.2.4., dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.

II.2.2.8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.4., jest obowiązane rozpatrzyć reklamację, o której mowa w pkt. II.2.2.7. w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.

II.2.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.4. nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do Koordynatora do spraw negocjacji, zwanego dalej „Koordynatorem”, wnioskiem o rozwiązanie sporu w tym zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozwiązania sporu przez tego Koordynatora. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

II.2.2.10. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii w terminie 3 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii do czasu jej rozpatrzenia. Jeżeli POLD na żądanie sprzedawcy wstrzymał dostarczanie energii elektrycznej od odbiorcy w gospodarstwie domowym, z przyczyn określonych w pkt. II.2.2.1.a) lub II.2.2.2., taki odbiorca złożył do sprzedawcy reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, sprzedawca jest zobowiązany złożyć do POLD niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 11:00 dnia następnego po otrzymaniu reklamacji tego odbiorcy, wniosek o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, a POLD

wznawia i kontynuuje dostarczanie energii elektrycznej do czasu rozpatrzenia reklamacji przez sprzedawcę. Łączny czas liczony od otrzymania przez sprzedawcę reklamacji odbiorcy w gospodarstwie domowym, do wznowienia przez POLD dostarczania energii elektrycznej, nie może być dłuższy niż 3 dni.

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

II.2.2.12. Przepisów pkt. II.2.2.10. oraz II.2.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w II.2.2.2.b albo rozwiązaniu sporu przez Koordynatora na niekorzyść odbiorcy.

II.2.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt. II.2.2.7. z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.1. może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

II.2.2.14. W przypadku, o którym mowa w pkt. II.2.2.3., POLD bez zbędnej zwłoki wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jednak nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia otrzymania żądania wstrzymania od sprzedawcy. Sprzedawca ma prawo anulowania żądania wstrzymania dostarczania energii, poprzez złożenie do POLD wniosku o wznowienie dostarczania energii. W takim przypadku POLD podejmie kroki w celu niedopuszczenia do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jednak nie ponosi odpowiedzialności w sytuacji, w której anulowanie wniosku o wstrzymanie nie było możliwe.

II.2.2.15. W przypadku wystąpienia:

- a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
- b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
- c) konieczności wykonania wyłączeń planowych,
- d) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii,

termin, o którym w pkt. II.2.2.7. może ulec wydłużeniu.

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

II.2.2.17. Jeżeli nie doszło do wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej na żądanie lub wniosek sprzedawcy w terminach, o których mowa w pkt. II.2.2., w tym z przyczyn niezależnych od POLD, POLD w terminie do trzech dni roboczych po upływie tych terminów, powiadomi o tym fakcie sprzedawcę, wskazując przyczyny uniemożliwiające wstrzymanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.18. W przypadku, gdy odbiorca wrażliwy energii elektrycznej złoży wniosek do POLD o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego POLD jest obowiązany zainstalować taki układ, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi POLD.

II.2.2.19. POLD, w tym na żądanie sprzedawcy, w przypadku zaległości w płatnościach za energię elektryczną lub świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, nie wstrzymuje dostarczania energii elektrycznej:

- 1) odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej,
- 2) odbiorcy w gospodarstwie domowym, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz.U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni bezpośrednio poprzedzające te dni.

Sprzedawca nie może żądać wstrzymania dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w pkt. 1) i 2):

- w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca,

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

Powyższych zapisów nie stosuje się w przypadkach wstrzymania dostarczania energii, z przyczyn o których mowa w pkt II.2.2.1.b) oraz w pkt II.2.2.4.

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

II.3.1. WYMAGANIA OGÓLNE

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

- a) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- b) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
- c) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
- d) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
- e) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
- f) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

II.3.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w p. II.3.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach:

- a) prawa budowlanego,
- b) o ochronie przeciwporażeniowej,
- c) o ochronie przeciwprzepięciowej,
- d) o ochronie przeciwpożarowej,
- e) o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

II.3.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Zgoda jest wymagana w drodze decyzji.

II.3.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLD nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub p. 8.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w Ustawie lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w p. 8.1. niniejszej IRiESD.

II.3.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.

II.3.1.6. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje POLD opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli POLD zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć POLD opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

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

II.3.1.8. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych, linii bezpośrednich lub połączeń z siecią sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączeń międzysystemowych określają przepisy rozporządzenia 943, przepisy wydane na podstawie art. 59, art. 60 i art. 61 rozporządzenia 943, w tym TCM dotyczące wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci jednostek wytwórczych, urządzeń odbiorców końcowych, linii bezpośrednich lub połączeń z siecią sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączeń międzysystemowych, ustanowione na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59, art. 60 i art. 61 rozporządzenia 943 oraz załącznik nr 1 do rozporządzenia systemowego.

II.3.2. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ODBIORCÓW

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

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

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

II.3.3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

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

II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w p. II.3.3.1 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

- a) układów wzbudzenia,
- b) układów regulacji napięcia,
- c) c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
- d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
- e) urządzeń regulacji pierwotnej,
- f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
- g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
- h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
- i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
- j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki,
- k) magazynu energii elektrycznej, gdy jest częścią jednostki wytwórczej.

II.3.3.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN i nN, określone są w p. II.3.5.

II.3.4. WYMAGANIA TECHNICZNE LINII BEZPOŚREDNICH

II.3.4.1. Warunkiem przyłączenia do linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w Ustawie.

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

II.3.4.3. POLD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w p. 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 p. II.3.2 oraz II.3.3.

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

II.3.4.6. W uzasadnionych przypadkach POLD może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich.

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

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

II.3.5. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW ELEKTROENERGETYCZNEJ AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ I URZĄDZEŃ WSPÓŁPRACUJĄCYCH

II.3.5.1. WYMAGANIA OGÓLNE

II.3.5.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych i modernizowanych.

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

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

II.3.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez POLD. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów uzgadniane i zatwierdzane przez POLD. Dotyczy to w szczególności doboru i nastaw funkcji zabezpieczeniowych, realizacji impulsów wyłączających oraz sposobu zasilania napięciem pomocniczym. Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.

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

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

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

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

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

II.3.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi działaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 - 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.

II.3.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego.

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

II.3.5.1.10. 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 rozdzielnic prądu stałego w wymaganych granicach.

II.3.5.1.11. 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 rozdzielnic prądu stałego w wymaganych granicach.

II.3.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.

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

II.3.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

II.3.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.

II.3.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej POLD zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.

II.3.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:

- 1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
- 2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
- 3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.

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

II.3.5.2. WYMAGANIA DLA TRANSFORMATORÓW

II.3.5.2.1 Transformatory SN/SN i 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):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarcí wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarcí zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przetácznika zaczeów.
- 5) Układ automatycznej regulacji napięcia.

Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:

- a) Utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przetácznika zaczeów,
- b) Kontrola prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.

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

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

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor można strony SN tych transformatorów wyposażać w zerowoprądowe zabezpieczenie od skutków zwarcí doziemnych działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola.

II.3.5.2.2. Transformatory SN/SN i 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):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarcí wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarcí zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-przepływowe przetácznika zaczeów.

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

II.3.5.3. WYMAGANIA DLA SIECI SN

II.3.5.3.1. WYMAGANIA OGÓLNE

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

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 wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem

zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci), oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.3.5.3.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarcowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.3.5.3.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných od skutków zwarc międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

II.3.5.3.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarc bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarc oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50% napięcia fazowego,
- 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
- 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.3.5.3.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

- 1) 5 -10% w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 2) 5 -15% w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
- 3) 10 -20% w sieciach skompensowanych.

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

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

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

II.3.5.3.2. WYMAGANIA DLA LINII SN

II.3.5.3.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

- 1) od skutków zwarc międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarcowe,
- 2) od skutków zwarc doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci

z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,

- 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno - kablowa,
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej,
- 5) umożliwiające współpracę ze stacyjną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli POLD tego wymaga.

II.3.5.3.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno - kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola, oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.3.5.3.2.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,

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

II.3.5.3.3. WYMAGANIA DLA PÓŁ TRANSFORMATORÓW POTRZEB WŁASNYCH I UZIEMIAJĄCYCH

II.3.5.3.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

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

II.3.5.3.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.3.5.3.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCh lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.3.5.3.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji określa POLD:

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

II.3.5.3.4. WYMAGANIA DLA BATERII KONDENSATORÓW DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ

II.3.5.3.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
- 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

II.3.5.3.5. WYMAGANIA DLA ŁĄCZNIKÓW SZYN

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

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

II.3.5.3.6. WYMAGANIA DLA AUTOMATYK ZABEZPIECZENIOWYCH ROZDZIELNI SN

II.3.5.3.6.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

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

II.3.5.3.6.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

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

II.3.5.4. WYMAGANIA DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W ZAKRESIE EAZ

II.3.5.4.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.3.5.4.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.3.5.4.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

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

II.3.5.4.4. POLD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.

II.3.5.4.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z POLD lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$.

II.3.5.4.6. JEDNOSTKI WYTWÓRCZE PRZYŁĄCZONE POPRZEC TRANSFORMATORY nN/SN.

II.4.5.4.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

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

II.3.5.4.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA mogą samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

II.3.5.4.6.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:

- 1) nadprądowe zwłoczne,
- 2) nadprądowe zwarciove,
- 3) nad- i pod-napięciowe,
- 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
- 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.

II.3.5.4.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:

- 1) nadprądowe od skutków zwarc międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
- 2) nad- i podnapięciowe,
- 3) nad- i podczęstotliwościowe,
- 4) ziemnozwarciowe.

II.3.5.4.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.

II.3.5.4.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.3.5.4.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z p. od II.3.5.4.1. do II.3.5.4.3. oraz od II.3.5.4.6.1. do II.3.5.4.6.7., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.3.5.5. WYBRANE ZAGADNIENIA EKSPLOATACJI EAZ

II.3.5.5.1. POLD prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRIESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.3.5.5.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLD zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego POLD, a tym samym utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym.

W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z POLD w szczególności podmiotom tym zabrania się:

- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
- 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
- 3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.3.5.5.3. POLD może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.3.5.5.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.3.5.5.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej POLD podlegają im również urządzenia EAZ.

II.3.6 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO- ROZLICZENIOWYCH

II.3.6.1. WYMAGANIA OGÓLNE

II.3.6.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRIESD obowiązują dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych i modernizowanych.

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

W przypadku zamiaru skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę lub wytwórcę, należy dostosować układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych odpowiednio

w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRIESD.

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

II.3.6.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej lub dla których nie jest wymagana homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo badań (świadectwo wzorcowania), potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Okres między kolejnymi wzorcowaniami liczników,

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

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, wzorcowania, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do Polenergia Dystrybucja.

W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium posiadającym akredytację w przedmiotowym zakresie, zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie wzorcowania przez uprawnione laboratorium.

II.3.6.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.3.6.1.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe:

- 1) wykorzystywane dorozliczeń za energię elektryczną lub za usługi dystrybucji energii elektrycznej instaluje się:
 - a) po stronie napięcia sieci, na której dany podmiot jest przyłączony – w przypadku podmiotów0 przyłączonych do sieci SN i nN,
 - b) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej oraz na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,
 - c) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci dystrybucyjnej,
 - d) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego oraz w budynku mieszkalnym wielorodzinnym – w przypadku gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub zarządu wspólnoty lub spółdzielni, lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,
 - e) w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją, lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do: - jednostki wytwórczej lub - instalacji odnawialnego źródła energii, lub - hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii jako miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej należy rozumieć zaciski wejściowe lub wyjściowe magazynów energii elektrycznej.
- 2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach granicy z OSDp w miejscach połączenia między sieciami dystrybucyjnymi POLD, a OSDp na napięciu SN.
- 3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:
 - a) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzenie przez Polenergia Dystrybucja ilości energii elektrycznej niezbędnej do posiadania uprawnień wynikających z systemów wsparcia w rozumieniu przepisów odrębnych, w miejscach określonych w tych przepisach,
 - b) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych Polenergia Dystrybucja transformujących napięcie SN/nN,
 - c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne Polenergia Dystrybucja, w celu zasilania potrzeb własnych Polenergia

Dystrybucja związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej,

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

Za zgodą Polenergia Dystrybucja, w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B2 i B1, o ile moc znamionowa transformatora jest nie większa niż 400 kVA. Zgoda Polenergia Dystrybucja uwarunkowana jest akceptacją przez podmiot przyłączany lub odbiorcę, doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie o przyłączenie lub umowie dystrybucyjnej albo umowie kompleksowej.

II.3.6.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESD danego OSDp.

II.3.6.1.6. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.3.6.1.7. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na następujące kategorie:

- a) kategoria B3 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 5 MW,
- b) kategoria B2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW,
- c) kategoria B1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej, o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW
- d) kategoria C2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci większej niż 40 kW,
- e) kategoria C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczonych do V grupy przyłączeniowej o mocy pobieranej lub wprowadzanej do sieci nie większej niż 40 kW.

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

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

II.3.6.1.8. Liczniki zdalnego odczytu powinny umożliwiać pomiar i rejestrację wartości zgodnie z załącznikiem nr 1 i 3 do rozporządzenia pomiarowego.

II.3.6.1.9. Dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych są pozyskiwane i przekazywane do LSPR. Wymagania dotyczące technologii transmisji danych określa Polenergia Dystrybucja.

II.3.6.1.10. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego.

II.3.6.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa Polenergia Dystrybucja, w warunkach przyłączenia. Dodatkowo informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

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

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

II.3.6.1.12. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być dobrane zgodnie z kategorią układu pomiarowo-rozliczeniowego określoną w pkt II.3.6.2. i zainstalowane w każdej z faz. Prąd znamionowy przekładników prądowych winien być dostosowany do mocy umownej, tak aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

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

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

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

II.3.6.1.13. Do pomiarowego uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi instalowanymi w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.3.6.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5 , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

II.3.6.1.15. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafalszowanie jego wskazań.

II.3.6.1.16. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.3.6.1.7., następuje na wniosek odbiorcy lub Polenergia Dystrybucja. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

II.3.6.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, Polenergia Dystrybucja może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.

II.3.6.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane przez odbiorcę lub Polenergia Dystrybucja.

II.3.6.1.19. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, odbiorca lub Polenergia Dystrybucja ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.

II.3.6.1.20. 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 Polenergia Dystrybucja.

II.3.6.1.21. Polenergia Dystrybucja 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 Polenergia Dystrybucja, to podmiot ten ma obowiązek przekazać Polenergia Dystrybucja zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.

II.3.6.1.22. 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.3.6.1.23. Polenergia Dystrybucja przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.

II.3.6.1.24. Jeżeli Polenergia Dystrybucja nie jest właścicielem układu pomiarowego, Polenergia Dystrybucja 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.3.6.1.25.

II.3.6.1.25. W ciągu 30-stu dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub Polenergia Dystrybucja może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. Polenergia Dystrybucja umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

II.3.6.1.26. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.3.6.1.25. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.

II.3.6.1.27. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.

II.3.6.1.28. 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.3.6.1.22. i II.3.6.26., a Polenergia Dystrybucja 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.3.6.1.29. 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.3.6.1.30. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, Polenergia Dystrybucja wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.

II.3.6.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii B3, B2 i B1, spełniają następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S,
- b) przekładniki napięciowe mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- c) liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej i nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,
- d) w przypadku kategorii B3 liczniki zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym podstawowym i rezerwowym mogą być zasilane z jednego rdzenia lub uzwojenia przekładników.

II.3.6.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.3.6.3.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C1 spełniają następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe, o ile występują w układzie pomiaroworozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.

II.3.6.3.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii C2 spełniają następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe, o ile występują mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,
- b) liczniki konwencjonalne i liczniki zdalnego odczytu mają klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej.

II.3.6.3.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych wymienione w pkt II.3.6.3.1. i II.3.6.3.2. dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postępowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.

II.3.7. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.3.7.1. Polenergia Dystrybucja odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.3.7.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z sąsiednimi OSD oraz w przypadkach określonych przez Polenergia Dystrybucja również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

II.3.7.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.3.7.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESD dwóch stron.

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

II.4.1. ZAKRES DANYCH

II.4.1.1. Dane przekazywane do POLD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:

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

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

W sytuacji, gdy:

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

II.4.1.3. Dane strukturalne, pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem POLD są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do POLD, w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do POLD dokonuje przeglądu przekazywanych informacji przekazuje zaktualizowane informacje do POLD, zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

II.4.2. DANE OPISUJĄCE STAN ISTNIEJĄCY

II.4.2.1. Wytwórcy przekazują do POLD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

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

II.4.2.2. Odbiorcy wskazani przez POLD odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do POLD następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

- a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
- b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych, dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.4.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,
- b) rodzaj i schemat stacji,
- c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
- h) układ normalny pracy.

II.4.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

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

II.4.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

II.4.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) sprawność przemiany energetycznej,
- c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
- d) produkcję energii elektrycznej,
- e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
- f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
- g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,
- h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
- i) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- j) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_{d} generatora,
- k) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- l) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- m) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- n) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,

- o) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- p) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- q) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- r) moc czynną potrzeb własnych,
- s) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- t) maksymalną generowaną moc czynną,
- u) minimalną generowaną moc czynną,
- v) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- w) statyzm turbiny,
- x) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- y) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.4.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z POLD.

II.4.3. DANE PROGNOZOWANE DLA PERSPEKTYWY CZASOWEJ OKREŚLONEJ PRZEZ POLD

II.4.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

- a) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- b) informacje o zawarciu kontraktów na zakup energii elektrycznej,
- c) inne dane w zakresie uzgodnionym przez POLD.

II.4.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.4.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,
- d) liczbę dni remontów planowych,
- e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
- f) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
- g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
- h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
- i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
- j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

II.4.3.3. URD przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do POLD następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w p. II.4.3.1:

- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
- b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
- c) miesięczne bilanse mocy i energii.

II.4.3.4. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z POLD.

II.4.4 WYMAGANIA DOTYCZĄCE ZDALNEGO POZYSKIWANIA DANYCH POMIAROWYCH

II.4.4.1. Podmioty przyłączone do sieci POLD mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub POLD.

W sytuacji, gdy:

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

II.5 ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Z SIECIĄ POLD

II.5.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

II.5.1.1. POLD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z POLD w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej POLD.

II.5.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w Ustawie.

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

II.5.1.4. POLD współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, a w szczególności z POLD, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

II.5.1.5. Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez samorzady województw POLD może wystąpić z wnioskiem do samorządów terytorialnych o wprowadzenie zmian do planów zagospodarowania przestrzennego.

II.5.2. ZAKRES PRZEKAZYWANYCH INFORMACJI

POLD przekazuje do POLD dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

- a) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
- b) obciążenie szczytowe dla obszaru działania POLD i straty.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

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

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

- a) niezawodności współdziałania z siecią,
- b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
- c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej obejmują zagadnienia związane z:

- a) przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
- b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
- c) przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
- d) dokonywaniem uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji poprzez między innymi wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRIESD.

III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz operatorem systemu dystrybucyjnego, uzgodnienie innych niż określone w IRIESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

III.1.5. Eksploatacja układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych sieci dystrybucyjnej jest prowadzona przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zgodnie z zasadami określonymi w innych punktach niniejszej IRIESD oraz przyjętej do stosowania Instrukcji eksploatacji układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z niniejszą IRIESD. Utrzymanie sieci dystrybucyjnej w należyłym stanie technicznym jest zapewniane między innymi przez poddanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym.

III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicą eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji, a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należyłym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.”

III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

III.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 zawartych umowach, warunków technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych, wykonywania i odbioru robót, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Ponadto przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje i sieci w zależności od potrzeb powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

III.2.2. Urządzenia określone przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przyłączane lub przyłączone do sieci SN i nn, po dokonaniu remontu lub modernizacji, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

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

III.2.4. Właściciel urządzeń w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRIESD.

POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzania urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

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

III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. są prowadzone w uzgodnieniu z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. reguluje umowa.

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

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

III.5.1. Właściciel obiektu 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 aktualizację dokumentacji przez inny podmiot działający na zasadzie zawartej umowy. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.

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

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

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

- a) dokumentację powykonawczą,
- b) w zależności od potrzeb, protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i zagrożenia wybuchem,
- c) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
- d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

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

- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób,
- b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych prób i pomiarów,
- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- g) dziennik operacyjny,
- h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności i danych technicznych zainstalowanych urządzeń,
- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych
- k) karty przełączeń,
- l) ewidencję założonych uziemień,
- m) programy łączeniowe.

III.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela. W zależności od potrzeb i rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
- b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
- c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- e) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- f) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,

- g) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- h) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
- i) wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
- j) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
- k) wymagania związane z ochroną środowiska,
- l) opis stosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

III.6.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych lub zleca ich prowadzenie, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

III.6.2. W przypadku powierzenia POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

III.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej w zakresie ograniczonym bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

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

- a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
- b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
- c) wyniki pomiarów i prób eksploatacyjnych,
- d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
- e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
- f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

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

III.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji elementów sieci dystrybucyjnej rozstrzyga POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o..

III.7.6. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. sporządza i aktualizuje schematy swojej sieci dystrybucyjnej.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

III.8.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.

III.8.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

III.8.3. Właściciel urządzeń powinien przestrzegać zasad ochrony środowiska przy pracy z substancjami szkodliwymi wykorzystywanymi w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej, odpadami oraz zapewniać wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej zgodną z przepisami ustawy „Ochrona przyrody”.

III.8.4. Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami prawa.

III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

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

III.9.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

III.10.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:

- a) oględziny, przeglądy oraz pomiary i próby eksploatacyjne,
- b) ocenę stanu technicznego
- c) konserwacje i remonty.

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

III.10.3. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ustalonego przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w rozdziale V.6.

III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale V.5.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

III.11.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

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

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

IV.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.

IV.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 następnym:

- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
- c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- d) strajku lub niepokojów społecznych,
- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

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

IV.1.4. OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, o których mowa w pkt. IV.1.3. w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.

IV.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń OSP. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. W przypadku 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.

IV.1.6. OSDp w uzgodnieniu z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

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

IV.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.

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

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

IV.2.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.

IV.2.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy oraz regulacyjnych usług systemowych, w zakresie wynikającym z umowy zawieranej z operatorem systemu przesyłowego.

IV.2.3. W przypadku braku umowy, o której mowa w pkt.IV.2.2. odpowiedni poziom oraz struktura rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych są zapewniane zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej przez operatora systemu przesyłowego.

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

IV.3.1. Postanowienia ogólne

- a) 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 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- b) ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

- tryb normalny określony w punkcie IV.3.2.

- tryb normalny na polecenie OSP, określony w punkcie IV.3.3.
- tryb awaryjny, określony w punkcie IV.3.4.
- tryb automatyczny, określony w punkcie IV.3.5.
- tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w punkcie IV.3.6.

IV.3.2. Tryb normalny

- a) ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydawanego 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 jej części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo- energetycznym,
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej
- bezpieczeństwa osób,
- wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane wg trybu normalnego po wyczerpaniu przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

- b) wniosek, o którym mowa w punkcie a), sporządza minister właściwy do spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP,
- c) OSP we współpracy z OSDp opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w punkcie a). 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,
- d) ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców objętych ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW,
- e) przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w punkcie d) wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami,
- f) plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w punkcie c) obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:

- uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
- uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,

- uzgodnienia z OSDp, w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
 - corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
- g) procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:
- przygotowanie przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.
 - uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. z operatorem systemu dystrybucyjnego nadrzędnego,
 - powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przez OSP uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a OSP tego planu.
 - W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, odbiorcy przyłączeni do sieci POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. są zobowiązani do powiadomienia o tym POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w formie pisemnej w terminie 4 dni od zaistniałej zmiany.
- h) wielkość planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
- 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobrać moc do wysokości mocy umownej,
 - stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
 - 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych oraz 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.
- i) w trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów OSP 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 Prawo energetyczne. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powiadamia swoich odbiorców, ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

- j) odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń,
- k) odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń;

- polecane stopnie zasilania,

- wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

- a) 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 punkcie IV.3.2.ppk. a), lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin,
- b) plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt. IV.3.2. mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP,
- c) w przypadku wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt. IV.3.2. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4. Tryb awaryjny

- a) 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,
- b) wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP – ODM,
- c) wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A 1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego,

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

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

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

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt. IV.3.2. ppk.h)

- d) 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,

- e) OSP w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych,
- f) opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%),

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

- g) niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt. IV.3.4. ppk.f), OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:

- wartości mocy czynnej do wyłączenia przez O SDp

lub

- obszaru sieci dystrybucyjnej na, którym należy wprowadzić ograniczenia.

- h) załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.5. Tryb automatyczny

- a) OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSD, (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, w terminie do 31 marca każdego roku,

Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. OSD powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.

- b) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. realizuje wymagania z pkt.IV.3.5.ppk.a) do 30 września każdego roku, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.
- c) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSDp przekazuje do OSP informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.
- d) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 6 kV może dokonywać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki SCO, a w przypadku zadziałania automatyki SCO, ustalenia przyczyny i zakresu.
- e) Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

- a) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin,
- b) ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:
 - zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu poleconej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczeów transformatora 110 kV/SN, lub
 - obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN,
- c) 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.
- d) POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110 kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
 - poziom napięcia,
 - pozycje przełączników zaczeów transformatorów 110 kV/SN,
 - tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

IV.4. WSPÓŁPRACA POLENERGIA DYSTRYBUCJA Z INNYMI OSD I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

IV.4.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o współpracuje z następującymi krajowymi operatorami:

- a) operatorem systemu przesyłowego,
- b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
- c) operatorami handlowo-technicznymi,
- d) operatorami handlowymi,
- e) operatorami pomiarów oraz odbiorcami.

IV.4.2. Zasady i zakres współpracy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o z operatorem systemu przesyłowego określa oprócz IRiESD, IRiESP oraz umowie o świadczenie usług przesyłania.

IV.4.3. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.

IV.4.4. Zasady i zakres współpracy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o z operatorem systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), są określone w niniejszej IRiESD i IRiESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o i OSDn.

IV.4.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach 2,3,4 i 5.

IV.4.6. Współpraca POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRIESD- Bilansowanie.

IV.4.7. Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

V.1. OBOWIĄZKI POLENERGIA DYSTRYBUCJA

V.1.1. w zakresie prowadzenia ruchu POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o na obszarze kierowanej przez niego sieci dystrybucyjnej:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w rozdziale V.2,
- c) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
- d) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej,
- e) wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- f) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe oraz awarie w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych,
- g) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju zgodnie z IRIESP.

V.1.2. planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych,

V.1.3. działania POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego,

V.1.4. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych.

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

V.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt.V.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb,

V.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o SA ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla,

V.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt.V.1.2. są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych,

V.2.4. Służby dyspozytorskie POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji, o których mowa w pkt. V.2.2.

V.2.5. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o,
- b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o, innych niż JWCD,
- c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o,,
- d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSDp, na podstawie zawartych umów,
- e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.

V.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt.V.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:

- a) monitorowaniu pracy urządzeń,
- b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych - z tym że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

V.2.7. Służby dyspozytorskie POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.

V.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt. V.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o, polegający w szczególności na:

- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
- b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
- c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.

V.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt.V.2.5. do V.2.8. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o ustala okres ich przechowywania.

V.2.10. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.

V.2.11. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o opracowują instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRIESD.

V.2.12. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt.V.2.10 oraz V.2.11. jest w zależności od potrzeb:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
- b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
- c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
- d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1,
- e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
- f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
- g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
- h) zakres i tryb obiegu informacji,
- i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

V.2.13. Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączeń ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRIESD.

V.3. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

V.3.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej,

V.3.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.

V.3.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt.V.3.1. i V.3.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRIESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.

V.3.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

V.4. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

V.4.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.

V.4.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

V.4.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:

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

V.4.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat,

V.4.5. Układy normalne pracy sieci 110 kV są opracowywane przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o do dnia:

- a) 30 października każdego roku - na okres jesienno-zimowy,
- b) 30 kwietnia każdego roku - na okres wiosenno-letni.

V.5. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

V.5.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

V.5.2. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:

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

V.5.3. Użytkownicy systemu zgłaszają POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. V.5.4

V.5.4. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

- a) do planu rocznego - w terminie do 15 sierpnia roku poprzedzającego,

- b) do planu miesięcznego - w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- c) do planu tygodniowego - w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
- d) do planu dobowego - do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

V.5.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

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

V.5.6. Użytkownicy systemu zgłaszający do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w terminie co najmniej 20 dni dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. przed planowanym wyłączeniem.

OSP, POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

V.5.7. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt. V.5.8.

V.5.8. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:

- a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego - w ramach planu rocznego,
- b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego - w ramach planu miesięcznego,
- c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego - w ramach planu tygodniowego,
- d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego - w ramach planu dobowego.

V.5.9. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.

V.5.10. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

V.5.11. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.

V.6. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

V.6.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych z związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.

V.6.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

V.6.3. Programy łączeniowe zawierają co naj mniej:

- 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 automatów 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.6.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., w terminie co najmniej 20 dni – dla elementów sieci koordynowanej 110kV oraz 10 dni - dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o., przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

V.6.5. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

V.6.6. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

V.6.7. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.V.6.6., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. uwag.

V.6.8. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRIESP POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. uzgadnia programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.

V.6.9. Terminy wymienione w pkt. V.6.5., V.6.6. i V.6.7. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

V.7. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD_p

V.7.1. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRIESP.

V.7.2. Odbiorcy grupy I lub II przyłączeni do sieci POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. oraz pozostali odbiorcy wskazani przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. sporządzają oraz przesyłają dane, w zakresie i terminach określonych w pkt. 2.5.

V.7.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej, przekazują w formie ustalonej przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. następujące informacje:

- a) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiorem 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 rozbiorem na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych,
- b) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
- 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) moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej dla każdej godziny doby,
- e) Wartość sumaryczną wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby.

V.7.4. Podmioty realizujące wymianę międzysystemową przekazują do POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.:

- a) planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej w rozbiorem na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe,
- b) planowaną miesięczną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] w rozbiorem na godziny jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
- c) planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
- d) ilość energii przesłaną do innego operatora dla każdej godziny doby.

V.8. STANDARDY TECHNICZNE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POLENERGIA DYSTRYBUCJA

V.8.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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) zwarciove w danym punkcie sieci,

- d) warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.. W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. w porozumieniu z OSP,
- e) dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.

V.8.2. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych.

VI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VI.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VI.1.1. Wyróżnia się następujące dane znamionowe sieci dystrybucyjnej:

- a) napięcia znamionowe,
- b) częstotliwość znamionowa.

VI.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

VI.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku tg p nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV - w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

VI.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- a) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - 50 Hz $\pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- b) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od
 - 0,8 dla sieci napięciu znamionowym 110 kV,
 - 1,0 dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

c) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

- składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV, oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110kV,

- dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd Harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd Harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	6 ... 24	0,5%
13	3%	21	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

d) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 50, powinien być mniejszy lub równy 3% dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV, oraz 8% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110kV.

Warunkiem utrzymania dolnych parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych punktach a) – d), jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku tgφ nie większym niż 0,4.

VI.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VI.2.1. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:

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

VI.2.2. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt. VI.4.1.ppk.d) jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VI.2.3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-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.

VI.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

a) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:

- przerwy planowanej – 16 godzin,

- przerwy nieplanowanej – 24 godzin.

b) przerw w ciągu roku, stanowiących sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:

- przerw planowanych – 35 godzin,

- przerw nieplanowanych – 48 godzin.

VI.2.5. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. 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:

a) 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,

b) 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,

c) 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 a) i b) 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 a), b) i c), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VI.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VI.3.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej:

a) dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć,

b) dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym $\leq 75\text{A}$, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

- wartość Pst nie powinna być większa niż 1,
- wartość Plt nie powinna być większa niż 0,65,
- wartość $d(t) = \Delta U(t) / U_n$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3% przez czas dłuższy niż 500 ms,
- względna zmiana napięcia $d = \Delta U / U_n$ nie powinna przekraczać 3%, gdzie:

ΔU – zmiana wartości skutecznej napięcia wyznaczona jako pojedyncza wartość dla każdego kolejnego półokresu napięcia źródła, pomiędzy jego przejściami przez zero, występująca między okresami, gdy napięcie jest w stanie ustalonym co najmniej przez 1s.

c) dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu

- w celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznym odbiorniki dzieli się wg. następującej klasyfikacji:

- Klasa A - symetryczne, trójfazowe odbiorniki, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- Klasa B - narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
- Klasa C - sprzęt oświetleniowy,
- Klasa D – sprzęt o mocy 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VI.3.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16\text{A}$ zakwalifikowane do:

- a) Klasy A podano w Tabeli 1,
- b) Klasy B podano w Tabeli 2,
- c) Klasy C podano w Tabeli 3,
- d) Klasy D podano w Tabeli 4

Tabela1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A

Rząd harmonicznym [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznym [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14

7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15(15/n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0,23(8/n)$

Tabela 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej
[A]	
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,15
9	0,6
11	0,49
13	0,31
$15 \leq n \leq 39$	$0,22(15/n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,64
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,34(8/n)$

Tabela 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego [%]
2	2
3	30 λ^*
5	10
7	7
9	5
11 $\leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
λ - współczynnik mocy obwodu	

Tabela 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej (A)
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13 $\leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	Patrz Tabela nr 1

VI.3.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B oraz Klasy C oraz Klasy D podano w Tabeli 5.

Tabela 5 Dopuszczalny poziom emisji harmonicznych

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego [%]
3	21,6

5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	$\leq 0,6$
23	0,9
25	0,8
27	$\leq 0,6$
29	0,7
31	0,7
≥ 33	$\leq 0,6$

VI.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VI.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:

- ogłoszeń prasowych, 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,

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

- informowanie na piśmie, z co najmniej:

- 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,
 - rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci,
 - 3-letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- f) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - g) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
 - h) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w ppk. i), które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
 - i) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD.
 - j) 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 umowie lub niniejszej IRiESD,
 - k) na żądanie odbiorcy POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz aktach wykonawczych do niej.

VII. PLANOWANIE ROZWOJU I WSPÓŁPRACA W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VII.1. PRZEPISY OGÓLNE

VII.1.1. OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju”), oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci przesyłowej.

VII.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

VII.1.3. Plan rozwoju uwzględnia cele i zadania wynikające z polityki energetycznej państwa.

VII.1.4. OSD sporządza plan rozwoju na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz sporządza prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. OSD dokonuje oceny realizacji planu rozwoju co 3 lata. Projekt aktualizacji planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.

VII.1.5. Podstawą opracowania planu rozwoju są:

- a) polityka energetyczna państwa i Unii Europejskiej oraz dokumenty z nimi związane,
- b) wymagania w zakresie długoterminowej zdolności do pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- c) prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną na poziomie sieci dystrybucyjnej, w układzie obszarowym i węzłowym,
- d) plany budowy, modernizacji i wycofań z eksploatacji źródeł wytwórczych, w tym źródeł rozproszonych i odnawialnych źródeł energii,
- e) prognozy dotyczące przedsięwzięć racjonalizujących zużycie energii elektrycznej,
- f) wydane warunki przyłączenia i podpisane umowy o przyłączenie.

VII.1.6. Plan rozwoju stanowi podstawę do opracowania rocznego planu rzeczowo finansowego OSD.

VII.1.7. W ramach opracowywania planu rozwoju, OSD współpracuje z:

- a) operatorem systemu przesyłowego,
- b) sąsiadującymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- c) wytwórcami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej,
- d) odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej,
- e) samorządami lokalnymi.

VII.1.8. W ramach opracowania planu rozwoju, OSD wykonuje niezbędne prace analityczne w zakresie sektora wytwarzania energii elektrycznej oraz rozwoju sieci dystrybucyjnej.

VII.1.9. Sprawozdanie z realizacji planu rozwoju przedkładane jest Prezesowi URE corocznie do dnia 1 marca.

VII.2. PROCES PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACA W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VII.2.1. Współpraca z podmiotami wymienionymi w pkt. VII.1.7. w celu skoordynowania

rozwoju sieci dystrybucyjnej 110kV i sieci przesyłowej dotyczy w szczególności:

- a) pozyskania przez OSD danych i informacji niezbędnych do opracowania planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną,
- b) udostępnienia wyników przeprowadzonych przez OSP prac analitycznych w procesie planowania.

VII.2.2. Współpraca OSD z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci przesyłowej, poza działaniami wymienionymi w pkt. VII.2.1. obejmuje:

- a) pisemne opiniowanie przez OSP założeń przyjmowanych przez OSD w planowaniu rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- b) uzgadnianie przez OSD i OSP planowanych przedsięwzięć rozwojowych w sieci dystrybucyjnej 110kV, które wymagają skoordynowanych działań inwestycyjnych w sieci dystrybucyjnej 110kV i sieci przesyłowej,
- c) współdziałanie w zakresie wykonywania analiz.

VII.2.3. Dane i informacje pozyskiwane przez OSD w ramach procesu planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci przesyłowej dotyczą:

- a) stanu istniejącego w dacie ich przekazania do OSD, lub okresu ubiegłego roku,
- b) stanu prognozowanego dla przyjętego 15-letniego okresu planowania lub okresów krótszych, określonych przez OSD.

VII.2.4. Sposób przekazywania oraz zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSP od OSD w ramach procesu planowania rozwoju i współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci przesyłowej, określi OSP w ramach IRIESP.

VII.2.5. Zakres publikowanych i udostępnianych przez OSD wyników przeprowadzonych prac analitycznych dotyczących planowania rozwoju określa pkt. VII.4.

VII.2.6. OSD i OSP współpracują w zakresie uzgadniania planu przedsięwzięć inwestycyjnych w sieci dystrybucyjnej 110 kV. Współpraca jest realizowana w formie i trybie indywidualnie ustalonym pomiędzy OSD i OSP.

VII.3. ZAKRES POZYSKIWANIA I AKTUALIZACJI DANYCH ORAZ INFORMACJI

VII.3.1. Wytwórcy posiadający konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD następujące dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące swoje urządzenia i instalacje:

- a) schematy główne układów elektrycznych na napięciu 110 kV,
- b) dane o posiadanych jednostkach wytwórczych.

VII.3.2. W przypadku budowy nowych jednostek, modernizacji istniejących lub rozbudowy o instalacje proekologiczne, wytwórcy posiadający konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego opisujące warunki pracy jednostek wytwórczych.

VII.3.3. Wytwórcy posiadający jednostki przyłączone do sieci dystrybucyjnej, należące do odnawialnych źródeł energii, przekazują do OSD dane i informacje według rodzajów źródeł dotyczące stanu istniejącego i prognozowanego.

VII.3.4. Odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD, dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, zawierające:

- a) zużycie energii elektrycznej,
- b) obciążenie szczytowe,
- c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
- d) dane programów zarządzania popytem,
- e) dane o posiadanych jednostkach wytwórczych,

VII.3.5. Odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD, dla każdego roku okresu planistycznego, dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego zawierające:

- a) zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- b) zapotrzebowanie szczytowe na moc elektryczną,
- c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
- d) dane programów zarządzania popytem,
- e) w przypadku budowy nowych jednostek, modernizacji istniejących lub rozbudowy o instalacje proekologiczne dane dotyczące stanu prognozowanego jednostek wytwórczych.

VII.4. PUBLIKACJA I UDOSTĘPNIANIE PLANU ROZWOJU I WYNIKÓW ANALIZ ROZWOJOWYCH

VII.4.1. OSD publikuje na swojej stronie internetowej wyciąg z planu rozwoju.

VII.4.2. Dla analizowanego okresu planowania OSD udostępnia odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej 110kV wyniki analiz rozwojowych dotyczących, możliwości zmian poboru mocy z sieci w miejscu przyłączenia odbiorcy.

VII.4.3. OSD udostępnia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki informacje niezbędne do wykonania sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

VII.4.4. Udostępnienie przez OSD wyników analiz rozwojowych zgodnie z pkt. 9.4.2. następuje w trybie indywidualnie ustalonym pomiędzy OSD i wskazanymi podmiotami.

VII.4.5. W zakresie planu rozwoju i wyników analiz rozwojowych, o których mowa w pkt. VII.4.1. do VII.4.4. publikacji i udostępnieniu nie podlegają informacje niejawne lub inne informacje prawnie chronione.

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAM I SYSTEMOWYMI

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej- Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD- Bilansowanie) wynikają z następujących przepisów i dokumentów:

- 1) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (Dz. U. z 2022 r., poz. 1385 z późn. zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- 2) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (Dz. U. z 2022 r., poz. 1378 z późn. zmianami),
- 3) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, zwanej dalej „Ustawą o rynku mocy” (Dz. U. z 2021 r., poz. 1854 z późn. zmianami),
- 4) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2023 r., poz. 875),
- 5) ustawy z dnia 30 maja 2014 roku o prawach konsumenta, zwanej dalej „ustawą o prawach konsumenta” (Dz. U. z 2020 r., poz. 287 z późn. zmianami),
- 6) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r. z późn. zmianami) - EB GL,
- 7) koncesji Polenergia Dystrybucja na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DEE/95/18543/W/2/2009/PJ z dnia 15 lipca 2009 r., wraz z późniejszymi zmianami,
- 8) decyzji Prezesa URE nr DPE-47-107(1)/18543/2009/MZn z dnia 17 lipca 2009 r. wraz z późniejszymi zmianami, wyznaczającej Polenergia Dystrybucja operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- 9) WDB,
- 10) IRiESP,
- 11) IRiESP-OIRE,
- 12) IRiESD OSDp którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDp,
- 13) Taryfy Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.

A.1.2. Polenergia Dystrybucja sp. z o.o., zwana dalej „Polenergia Dystrybucja” lub „POLD”, jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP i – w związku z powyższym – realizuje określone w Ustawie obowiązki w zakresie współpracy z OSP, dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w Ustawie o rynku mocy obowiązki zakresu współpracy z OSP dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej, poprzez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, których sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP, pełniących rolę operatorów typu OSDp.

A.1.3. OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią dystrybucyjną OSDp, zwany dalej „OSDn”, realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie

współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz określone w ustawie o rynku mocy obowiązki w zakresie współpracy z OSP, za pośrednictwem POLD zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy POLD a OSDn oraz zapisami IRIESD

A.1.4. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLD nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB i który posiada umowę o świadczenie usług dystrybucji z POLD albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą posiadającym zawartą Generalną Umowę Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z POLD, jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD). Zasady obsługi podmiotów przyłączonych do sieci OSDn (zwanym dalej „URDn”), reguluje stosowna instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowana przez OSDn.

A.1.5. (usunięty)

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1. IRIESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez POLD, a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,
- c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) zasady współpracy POLD z OSDp oraz OSDn w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz zasady współpracy w zakresie wymiany informacji dla potrzeb rynku mocy,
- f) procedurę zmiany sprzedawcy,
- g) zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia,
- h) postępowanie reklamacyjne,
- i) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- j) zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców,
- k) zasady sprzedaży rezerwowej,
- l) zasady wymiany informacji w obszarze rynku detalicznego,
- m) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- n) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K),
- o) zasady współpracy dotyczące usługi IRP,
- p) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego.

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRIESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną POLD, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.

A.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRIESD-Bilansowanie obowiązują:

- a) POLD,
- b) OSDn wyznaczonych na sieciach dystrybucyjnych przyłączonych bezpośrednio do sieci POLD,

- c) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn, których sieci są połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn, których sieci są połączone z sieciami POLD,
- d) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej POLD,
- e) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB_z) na obszarze POLD,
- f) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji (GUD) z POLD,
- g) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte generalne umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z POLD,
- h) sprzedawców energii elektrycznej pełniących na obszarze POLD funkcję sprzedawcy rezerwowego,
- i) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do i) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej POLD.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

A.3.1. 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 określają WDB.

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

- a) umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,
- b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych – na podstawie Generalnej Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K), o której mowa w pkt A.4.3.7. akapit drugi, zawartej ze sprzedawcą,

zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

A.3.3. POLD pośredniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Bilansowych (JB), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci właściwych OSDp i przyłączonych do nich sieci POLD oraz sieci OSDn, dla których POLD realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSDp, zgodnie z zapisami pkt. A.1.3.

A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez POB_z.

A.3.5. POB_z jest wskazywany przez:

- a) sprzedawcę,
- b) przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej (URD_w),
- c) przedsiębiorstwo zajmujące się magazynowaniem energii elektrycznej (URD_{ME}),

w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z POLD.

Ustanawianie lub zmiana POB_z odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E IRiESD-Bilansowanie.

Rozliczeń wynikających z niebilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POBz.

A.3.6. Do jednego PPE w danym czasie może być przypisany tylko jeden sprzedawca.

Jeżeli na dzień poprzedzający datę przyłączenia OSDn do CSIRE do jednego PPE przypisany jest więcej niż jeden sprzedawca, wówczas POLD przypisuje do tego PPE sprzedawcę, dla którego realizowana jest umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa w zakresie energii pobieranej z sieci POLD. Zasada ta jest stosowana przez POLD również na potrzeby przekazania informacji o PPE, zgodnie z art. 20 Ustawy OIRE.

A.3.7. (usunięty)

A.3.8. POLD zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- 1) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarła GUD,
- 2) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarła GUD-K,
- 3) informację o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
- 4) informację o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania,
- 5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

A.3.9. Świadczenie usług dystrybucji przez POLD w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej POLD lub wprowadzonej do tej sieci przez OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z OSDn jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1. Warunki i zakres współpracy POLD z OSDn, w zakresie przekazywania danych pomiarowych określa umowa zawarta pomiędzy POLD a OSDn, o której mowa w pkt A.6.1.

A.3.10. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_O zarówno w zakresie energii pobranej z sieci POLD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci POLD, dla danego punktu poboru energii (PPE).

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

A.3.11. Wytwórca inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. jest URD_W zarówno w zakresie energii pobranej z sieci POLD jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci POLD, dla danego punktu poboru energii (PPE).

Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny, niż o którym jest mowa w punkcie A.3.10. jest URD_{ME} zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci POLD jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci POLD, dla danego PPE.

A.3.12. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz POLD o:

- a) konieczności zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej temu URD,
- b) przewidywanej dacie zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę,
- c) kodzie PPE,

niezwłocznie, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej z tym URD.

Powyższych zapisów nie stosuje się do URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ustawy Prawo energetyczne.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) powyżej wynikających z rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej przez sprzedawcę z URD, zastosowanie ma obowiązek, o którym mowa w pkt. D.1.7. Wówczas zmiana charakterystyki PPE, w tym ewentualne uruchomienie sprzedaży rezerwowej, następuje zgodnie z IRIESP -OIRE.

A.3.13. POLD po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje właściwego OIRE o konieczności zaprzestania przez POLD świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:

- a) utrata POB_z sprzedawcy,
- b) wstrzymanie realizacji lub rozwiązanie umów, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7., zawartych ze sprzedawcą.

Powyższe informacje POLD przekazuje niezwłocznie do Prezesa URE.

W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) POLD może rozwiązać z dniem utraty POB_z umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.

W przypadku rozwiązania POLD umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7., POLD powiadamia OIRE.

A.3.14. POLD po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez POLD świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OIRE o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

- a) brak gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy wynikających z umowy zawartej przez POLD z tym podmiotem,
- b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umów, o których mowa w pkt. A.4.3.6. lub A.4.3.7., zawartych ze sprzedawcą.

A.3.15. Dostarczanie energii elektrycznej URD w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.

Powyższe nie ma zastosowania do URD w gospodarstwie domowym:

- a) posiadającego umowę sprzedaży, która została zawarta w terminie do 23 lutego 2024 r., chyba że ten URD wystąpi z wnioskiem do sprzedawcy, z którym została zawarta umowa sprzedaży energii elektrycznej, o zawarcie umowy kompleksowej, a umowa ta zostanie zgłoszona do Polenergia Dystrybucja zgodnie z IRIESD, lub
- b) posiadającego umowę dystrybucji, która została zawarta w terminie do 23 lutego 2024 r.

A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

A.4.1. POLD zapewnia URD realizację umów sprzedaży energii elektrycznej albo umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do CSIRE, a informacja o ich przypisaniu do PPE zostanie przekazana przez OIRE do POLD na zasadach określonych w IRIESP-OIRE, pod warunkiem obowiązywania odpowiednich umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. i A.4.3.7. zawartych z POLD.

A.4.2. URD_W, URD_O, URD_{ME} oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z POLD umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRIESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz URD_W, URD_O, URD_{ME} lub sprzedawcy.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne.

A.4.3.1. POLD, z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.6, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej, po:

- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z POLD,
- c) przekazania przez OIRE do Polenergia Dystrybucja informacji o przypisaniu umowy sprzedaży energii elektrycznej URD do PPE - dotyczy URD obsługiwanego przez sprzedawcę,
- d) wskazaniu przez URD typu wytwórcy (URD_W) wybranego POB_Z i przekazanie tej informacji przez CSIRE do POLD,
- e) ustanowienia przez URD_{ME} wybranego POB_Z i przekazania tej informacji przez CSIRE do POLD - dotyczy URD_{ME} obsługiwanego przez POB_Z.

A.4.3.2. POLD z zachowaniem wymagań pkt A.4.3.7., świadczy URD usługę dystrybucji energii elektrycznej, w ramach zawartej przez URD umowy kompleksowej, pod warunkiem przekazania przez CSIRE do POLD informacji o przypisaniu umowy kompleksowej URD do PPE.

A.4.3.3. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a POLD, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) informację, że POB_Z dla URD jest podmiot określony zgodnie z GUD, dla którego POLD realizuje umowę sprzedaży - dotyczy URD obsługiwanego przez sprzedawcę,
- b) sposób i zasady rozliczeń z Polenergia Dystrybucja z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB_Z - dotyczy URD_W oraz URD_{ME},
- c) wskazanie DUB - dotyczy URD_W oraz URD_{ME} posiadających JWCD.

A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.7.

A.4.3.5. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłania z OSP, zawartą umowę dystrybucji z OSDp, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania właściwych OSDp, do sieci których przyłączona jest sieć POLD, oraz spełniający procedury i warunki zawarte w IRIESD, może pełnić funkcję POB_Z. POB_Z, w ramach umowy dystrybucji zawartej z właściwymi OSDp oraz na obszarze działania OSDp, może prowadzić bilansowanie handlowe:

- sprzedawców, URD_W i URD_{ME} przyłączonych do sieci POLD, dla których POB_Z świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru POLD,

- sprzedawców, URD_W i URD_{ME} przyłączonych do sieci OSDn, którego sieć przyłączona jest do sieci POLD, dla których POB_Z świadczy usługi bilansowania handlowego z obszaru OSDn,

pod warunkiem przekazania stosownego komunikatu przez CSIRE do POLD.

Zasady przekazywania przez POLD na MB przyporządkowane temu POB_Z, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru POLD oraz obszaru OSDn, dla którego POLD realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych reguluje odrębna umowa o współpracy POLD z OSDp.

A.4.3.6. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania POLD zawiera z POLD 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 POLD 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 POLD oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLD, 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_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z właściwym OSDp, z siecią którego połączona jest sieć POLD oraz zasady zmiany POB_Z; przez wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do sprzedawcy w CSIRE oraz przekazanie tej informacji przez CSIRE do POLD,
- b) kody EIC POLD oraz sprzedawcy,
- c) zobowiązania stron,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z POLD oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- e) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygania sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,
- f) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,
- g) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB_Z tego sprzedawcy,
- h) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi, Prosumentami wirtualnymi lub członkami spółdzielni energetycznej, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z POLD jedną GUD-K, na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla w/w URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB_Z, który ma zawartą umowę dystrybucji z właściwym OSDp, z siecią którego połączona jest sieć POLD oraz zasady zmiany POB_Z; przez wskazanie POB_Z rozumie się przypisanie POB_Z do sprzedawcy w CSIRE oraz przekazanie tej informacji przez CSIRE do POLD,
- b) kody EIC POLD oraz sprzedawcy,
- c) Zobowiązania stron,

- d) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez POLD,
- e) warunki świadczenia przez POLD usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
- f) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy POLD a sprzedawcą,
- g) zasady ustanawiania zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z POLD oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- i) zasady postępowania reklamacyjnego, rozstrzygania sporów i realizacji obowiązków informacyjnych,
- j) ograniczenia w wykonywaniu postanowień umowy,
- k) zasady zmiany i rozwiązania umowy,
- l) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

A.4.3.8. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.2., POLD dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z właściwymi OSDp umowy o współpracy. Umowy te powinny zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez POLD oraz właściwych OSDp,
- b) zgodę POLD na realizację obowiązków, w zakresie współpracy z OSP, przez właściwych OSDp,
- c) zobowiązanie POLD do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji (GUD lub/i GUD-K) w których będzie wskazany POBz, posiadający umowę o której mowa w pkt A.4.3.5. zawartą z danym OSDp,
- d) dane o posiadanych przez POLD koncesjach i decyzjach dotyczących świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) wykaz osób upoważnionych do kontaktu z POLD oraz OSDp, a także ich dane teleadresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej IRIESD,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umowami kolejnych URD z obszaru POLD,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,
- j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy.

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

A.4.3.9. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.4., OSDn przyłączony do sieci POLD dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z POLD umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn i POLD,
- b) zgodę OSDn na realizację obowiązków, w zakresie współpracy z OSP, przez POLD za pośrednictwem właściwych OSDp,
- c) zobowiązanie OSDn do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji (GUD lub/i GUD-K) w których będzie wskazany POB, posiadający umowę o której mowa w pkt A.4.3.5. zawartą z danym OSDp,
- d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz POLD, a także ich dane teleadresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej IRIESD oraz IRIESD właściwego OSDp,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,

- h) zasady obejmowania umowami kolejnych URD z obszaru OSDn,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych,
- j) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- k) zasady współpracy w zakresie przekazywania informacji, a w szczególności przekazywania danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy.

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

A.4.3.10. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawarte są w Załączniku nr 3 do IRIESD. Postanowienia te są wiążące dla POLD i sprzedawców przy zawieraniu tych umów.

A.4.3.11. Nie później niż do 30 dnia kalendarzowego przed dniem przyłączenia POLD do CSIRE, POLD i sprzedawca zawrą nową GUD lub GUD-K, zgodnie z obowiązującymi w POLD wzorcami GUD i GUD-K dostosowanymi do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po przyłączeniu POLD do CSIRE. W przypadku gdy w terminie, o którym mowa w zdaniu pierwszym sprzedawca nie zawrze nowej GUD lub GUD-K, wówczas:

- 1) dotychczas obowiązująca umowa GUD lub GUD-K zawarta przez sprzedawcę z POLD ulega rozwiązaniu z końcem dnia poprzedzającego przyłączenie POLD do CSIRE,
- 2) POLD nie przekaze OIRE w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 20 Ustawy OIRE informacji dotyczących możliwości realizacji przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej na obszarze działania POLD.

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

A.5.1. POLD bierze pośredni udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej w oparciu o postanowienia umowy o współpracy zawartej z OSDp, do sieci których przyłączona jest sieć POLD.

POLD bierze pośredni udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy o współpracy zawartej z OSDn przyłączonymi do sieci POLD.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z pośrednim administrowaniem rynkiem bilansującym, POLD realizuje następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MDD wchodzących w skład MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- b) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MDD wchodzących w skład MB poszczególnych POB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- c) przekazuje do właściwych OSDp ilości dostaw energii dla poszczególnych MDD wchodzących w skład MB poszczególnych POB,
- d) pozyskuje dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii w poszczególnych PPE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP i przekazuje je do OSDp,

- e) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na wniosek OSDp wynikający z polecenia OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PPE,
- f) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, POLD realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD_W oraz URD_{ME} do poszczególnych MDD wchodzących w skład MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie GUD, GUD-K oraz umów dystrybucji,
- b) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.6.,
- c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym rezerwowe umowy kompleksowe, na podstawie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.7.,
- d) uwzględnia zmianę POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, na podstawie informacji z CSIRE.

A.5.4. POLD nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej nieobjętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.

A.5.5. POLD przyjmuje do realizacji nadane uprzednio kody identyfikacyjne sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci POLD oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez POLD wg poniższych zasad:

- a) URD typu wytwórca – kod w standardzie GS1 – zgodnie ze specyfikacją opisaną w pkt. A.5.7.,
- b) Sprzedawca – kod EIC – zgodnie ze standardem nadawania kodów zdefiniowanym przez Lokalne Biuro Kodów EIC, które w Polsce prowadzone jest przez PSE S.A.

A.5.6. POLD nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

A.5.7. Kody Punktu Poboru Energii (PPE) – kod ten jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kod PPE jest oznaczeniem w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN, niezmiennym numerem jednoznacznie identyfikującym PPE o następującej postaci:

(590)(J1J2J3J4)(S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10)(K)

gdzie:

590 - prefiks dla polskiej organizacji GS1

J1J2J3J4 - numer POLD nadawany przez polską organizację GS1

S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 - unikalna liczba nadana przez POLD dla danego PPE

K – cyfra kontrolna wyznaczona zgodnie z algorytmem publikowanym przez organizację GS1.

W przypadku drukowania kodu PPE w postaci kodu kreskowego będzie on poprzedzony prefiksem 8018, oznaczającym, że kod ten dotyczy PPE.

A.5.8. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

A.5.9. Kod PPE jest nadawany przez POLD po zgłoszeniu gotowości przyłącza/instalacji do przyłączenia do sieci POLD, a przed zawarciem przez URD umowy na podstawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.

A.5.10. Zasady nadawania kodów PPE:

- a) wszystkie punkty poboru energii otrzymują kod PPE,
- b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.9.,
- c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania POLD, w którym następuje:

„pobieranie”, „wprowadzenie” lub „pobieranie i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci POLD przez URD_O, URD_W lub URD_{ME}, oraz pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczanie na potrzeby rozliczeń.

- d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD POLD nie nadaje odrębnego kodu PPE,
- e) likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu. Likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony”, a tym samym nie ma możliwości powtórnego nadawania tych samych kodów PPE,
- f) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,
- g) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług dystrybucji) lub jej przeniesienie do innego systemu informatycznego nie powodują zmiany kodu PPE,
- h) dla punktu w sieci, w którym występuje pobieranie i wprowadzenie, nadaje się jeden kod PPE.

A.5.11. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:

- a) jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (np. kontrolny) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
- b) jeżeli w skład układu pomiarowego wchodzi 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.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSDn z POLD W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH

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

- a) rozliczeń na RB,
- b) usług IRP i usług IZP ,
- c) rynku mocy,
- d) rozliczeń usług bilansujących,

jest zawarcie przez OSDn stosownej umowy lub umów z POLD.

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, o których mowa w pkt A.6.1., POLD oraz URD przyłączeni do sieci POLD, a także URDn przyłączeni do sieci OSDn przyłączonego do sieci POLD, muszą posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe dostosowane do wymagań określonych odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRiESD OSDp i IRiESD POLD.

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez POLD danych pomiarowych do OSDp celem dalszego ich przekazania do OSP jest jednocześnie obowiązywanie następujących umów:

- a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a OSP,
- b) o których mowa w pkt A.6.1. odpowiednio do zakresu przekazywania danych pomiarowych,
- c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy POLD a OSDp, POLD a OSDn albo pomiędzy POLD a przedsiębiorstwem energetycznym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej POLD świadczącym usługi dystrybucji URDn przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa lub świadczącym usługi dystrybucji dla innego przedsiębiorstwa do sieci którego są przyłączeni URDn (zwanym dalej PEP) – w przypadku, gdy na sieci, której właścicielem jest to przedsiębiorstwo, funkcja operatora została powierzona innemu podmiotowi,
- d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDp a POBz, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URD przyłączonych do sieci POLD oraz URDn przyłączonych do sieci OSDn lub PEP – dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

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

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD OSDp oraz IRiESD POLD,
- b) przekazywania do POLD danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn typu odbiorca, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MDD oraz oddzielnie w PPE URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej,
- c) przekazywania do POLD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSDp na potrzeby przekazania do OSP w trybach korekty obowiązujących na RB zgodnie z WDB,
- d) niezwłocznego przekazywania POLD informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URDn przez sprzedawcę,
- e) niezwłocznego informowania POLD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

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

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD OSDp oraz IRiESD POLD,
- b) przekazywania do POLD danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń usługi IRP i usługi IZP, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,
- c) przekazywania do POLD dla potrzeb rozliczeń usług bilansujących danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,
- d) przekazywania do POLD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSDp na potrzeby przekazania do OSP w trybach korekt obowiązujących dla usługi IRP i usługi IZP, zgodnie z IRiESP,
- e) przekazywania do POLD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSDp na potrzeby przekazania do OSP w trybach korekty obowiązujących dla usług bilansujących, zgodnie z WDB,
- f) niezwłocznego informowania POLD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.6. W celu umożliwienia POLD przekazywania danych pomiarowych do OSDp w celu przekazania do OSP na potrzeby rynku mocy, o których mowa w pkt. I.I.10., OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z IRiESD OSDp oraz IRiESD POLD,
- b) przekazywania do POLD danych pomiarowych, o których mowa w lit. a), dotyczących rzeczywistej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, na każdą godzinę doby handlowej w PPE URDn,
- c) przekazywania do POLD skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy (RRM) opracowanym przez OSP i zatwierdzonym przez Prezesa URE,
- d) niezwłocznego informowania POLD o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.7. Przekazywanie danych przez POLD do OSDp, który przekazuje te dane do OSP na potrzeby rozliczeń na RB, obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URDn, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem RB:

- a) na MB będące w posiadaniu POB_z wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,
- b) na MB będące w posiadaniu POB_z wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej.

POLD przekazuje OSDp informacje o wyżej wymienionych POB_z, którzy mają zawartą umowę, o której mowa w pkt A.6.3. lit. d).

A.6.8. Wyznaczanie i przekazywanie do POLD danych pomiarowych URDn przyłączonych do sieci OSDn, którego sieć połączona jest z siecią POLD oraz udostępnianie tych danych do OSP za pośrednictwem właściwego OSDp, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w IRIESD OSDp, IRIESD POLD oraz odpowiednio WDB lub RRM.

A.6.9. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB przez POB_z lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDn typu wytwórcza lub posiadacz magazynu energii elektrycznej w obszarze sieci OSDn lub PEP, na której operatorem jest wyznaczony OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez POLD oraz OSDp danych pomiarowych na MB tego POB_z. Tym samym dane pomiarowe URDn będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej OSDn lub PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB_z (zgodnie z zasadami opisanymi w IRIESD OSDp oraz IRIESD POLD).

A.6.10. Zaprzestanie przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez POLD do OSDp, celem przekazania do OSP, danych pomiarowych na MB POB_z wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej OSDn lub PEP.

A.6.11. Przekazywanie przez OSDn do POLD danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy, odbywa się w trybie dobowym, na następujących zasadach:

- a) w trybie wstępnym dla doby n do godziny 7:00 doby n+1,
- b) w trybie podstawowym za miesiąc m do 2 dnia kalendarzowego do godziny 12:00 miesiąca m+1,
- c) w trybie dodatkowym za miesiąc m do 2 dnia kalendarzowego do godziny 12:00 miesiąca m+2.

W przypadku zastrzeżeń dostawcy mocy w rozumieniu ustawy o rynku mocy do danych pomiarowych, OSDn rozpatruje zastrzeżenia poprzez ponowną weryfikację danych pomiarowych przekazanych w trybie podstawowym i w razie potrzeby przekazuje do POLD skorygowane dane pomiarowe do 2 dnia kalendarzowego miesiąca do godziny 12:00 m+3. POLD przekazuje ww. dane pomiarowe do OSDp w terminach wskazanych w IRIESD OSDp.

A.6.12. Przekazywanie danych OSDn do POLD w celu dalszego przekazania do OSDp i następnie do OSP na potrzeby rozliczeń usługi IRP i usługi IZP odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.3.5.

A.7. ZASADY SPRZEDAŻY REZERWOWEJ

A.7.1. W przypadku gdy do CSIRE nie została przekazana przez sprzedawcę informacja o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej dla danego PPE URD przyłączonego do sieci dystrybucyjnej POLD, OIRE niezwłocznie informuje o tym sprzedawcę rezerwowego.

A.7.2. Sprzedaż rezerwowa dla URD jest uruchamiana z chwilą poinformowania przez OIRE poprzez CSIRE sprzedawcy rezerwowego o potrzebie uruchomienia sprzedaży rezerwowej oraz przypisania tego sprzedawcy do PPE w CSIRE w ramach umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej.

A.7.3. POLD będzie realizował na rzecz URD sprzedaż rezerwową, o której mowa w pkt A.7.2 po otrzymaniu od OIRE poprzez CSIRE powiadomienia o nowej umowie oraz powiadomienia o potencjalnej potrzebie przekazania danych pomiarowych

A.7.4. Sprzedaż rezerwowa, o której mowa w pkt A.7.2. nie jest uruchamiana w przypadku, gdy:

- 1) URD pobiera energię elektryczną z wykorzystaniem przedpłatowej formy rozliczeń, o której mowa w art. 11t ust. 12 Ustawy,
- 2) nastąpiło wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do URD z przyczyn, o których mowa w art. 6a ust. 3 lub art. 6b ust. 1 i 2 Ustawy,
- 3) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD na danym PPE, a ten URD nie zawarł nowej umowy o świadczenie dystrybucji na tym PPE,
- 4) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej z URD, a ten URD nie zawarł nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej po ich wygaśnięciu, chyba że zmiana sprzedawcy rezerwowego nastąpiła w wyniku zmiany sprzedawcy zobowiązanego wyznaczonego zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 Ustawy OZE w trakcie obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej,
- 5) na dzień poprzedzający zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej albo rezerwowej umowy kompleksowej, URD objęty już był sprzedażą rezerwową,
- 6) dla danego PPE – w dniu poprzedzającym powzięcie informacji, o której mowa w pkt A.7.1. – nie była realizowana umowa sprzedaży albo umowa kompleksowa.

A.7.5. Sprzedawca rezerwowy zobowiązuje się powiadomić OIRE o zakończeniu umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, zgodnie z pkt D.1.7

A.7.6. POLD przekazuje do CSIRE dane dotyczące ilości energii elektrycznej zużytej przez URD zgodnie z Ustawą i IRIESP-OIRE.

A.7.7. W przypadku zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej i nieotrzymania przez POLD z CSIRE powiadomienia o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej, w przypadku URD, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b Ustawy, POLD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.8. W przypadku, gdy umowa sprzedaży rezerwowej albo umowa kompleksowa rezerwowa przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a POLD nie otrzymał z CSIRE powiadomienia o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej, POLD zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej URD.

A.7.9. POLD zaprzestaje realizacji umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, z dniem wskazanym przez CSIRE w otrzymanym przez POLD powiadomieniu o nowej umowie sprzedaży albo umowie kompleksowej zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.

A.7.10. W przypadku uruchomienia sprzedaży rezerwowej dla URD i zmiany przez OIRE okresu rozliczeniowego dla PPE URD na okres 1 - miesięczny w ramach umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej rezerwowej, okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych w umowie dystrybucji zmienia się również na okres 1 – miesięczny, o ile w umowie dystrybucji był dłuższy okres rozliczeniowy usług dystrybucyjnych.

A.7.11. (usunięty)

A.7.12 (usunięty)

A.8. (usunięty)

A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI

A.9.1. Wymiana informacji między POLD i sprzedawcami oraz między POLD i OIRE odbywają się poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

A.9.2. Wymiana informacji rynku energii, w tym ich korekta, która dotyczy okresu poprzedzającego przyłączenie POLD do CSIRE:

- a) objętych IRiESP-OIRE, może odbywać się poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE,
- b) nie objętych IRiESP-OIRE, odbywa się z pominięciem CSIRE, na zasadach określonych przez POLD.

A.9.3. Zgłoszenia oraz powiadomienia dotyczące procesów rynku energii objętych IRiESP-OIRE, które wpłyną do POLD po dacie przyłączenia OSDn do CSIRE, będą przez POLD odrzucane.

A.9.4. W przypadku, gdy wymiana informacji pomiędzy Polenergia Dystrybucja a sprzedawcami lub POB_z wymaga przekazania dodatkowych informacji, których wymiana nie jest możliwa za pośrednictwem CSIRE, wówczas wymiana informacji odbywa się za pośrednictwem poczty elektronicznej.

A.9.5. POLD nie ponosi odpowiedzialności za nieprawidłowe funkcjonowanie CSIRE oraz niewłaściwe przetwarzanie informacji i danych przekazanych przez POLD do OIRE.

A.9.6. W przypadku, gdy wymiana informacji pomiędzy POLD a sprzedawcami lub POB_z wymaga przekazania dodatkowych informacji, których wymiana nie jest możliwa za pośrednictwem CSIRE, wówczas wymiana informacji następuje zgodnie w trybie określonym w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.5., A.4.3.6. oraz A.4.3.7.

A.10. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

A.10. 1. Postanowienia ogólne.

A.10.1.1. Usługa IRP lub usługa IZP jest świadczona na rzecz OSP przez podmioty dysponujące sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej interwencyjnej dostawy mocy czynnej w zakresie redukcji lub zwiększenia przez odbiorców wielkości pobieranej mocy z sieci dystrybucyjnej POLD.

A.10.1.2. Usługa IRP polega na redukcji przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy.

Usługa IZP polega na zwiększeniu przez sterowany odbiór energii elektrycznej, na polecenie OSP, wielkości pobieranej z sieci mocy.

W przypadku ORed z generacją wewnętrzną:

- 1) usługa IRP może również obejmować wprowadzanie mocy do sieci,
- 2) usługa IZP może również obejmować redukcję wprowadzania mocy do sieci.

A.10.1.3. Usługa IRP i usługa IZP może być świadczona za pomocą ORed posiadających Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych w pkt A.10.2.

Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRIESP.

A.10.1.4. OSP nie korzysta z usługi IRP lub usługi IZP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11 stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.

A.10.2. Certyfikacja ORed

A.10.2.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, tj.:

- 1) interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców,
- 2) interwencyjnego ofertowego zwiększenia poboru mocy przez odbiorców,

musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określają WDB.

Wszystkie Certyfikaty dla ORed wydane dla interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców uprawniają do świadczenia usługi interwencyjnego ofertowego zwiększenia poboru mocy przez odbiorców.

A.10.2.2. Certyfikowaniu nie podlegają ORed odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

A.10.2.3. ORed to obiekt przyłączony do sieci dystrybucyjnej, będący w posiadaniu jednego Odbiorcy w ORed, który składa się z jednego lub więcej PPE spełniających kryteria:

- 1) stanowią kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci;
- 2) posiadają zainstalowane układy pomiarowo-rozliczeniowe:
 - a) spełniające wymagania techniczne określone w IRIESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
 - b) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich pozyskanie poprzez system zdalnego odczytu danych pomiarowych do systemu pomiarowego POLD oraz umożliwiają ich przekazywanie – za pośrednictwem OSDp – do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci POLD,
 - c) które posiadają funkcję automatycznej rejestracji godzinowych danych pomiarowych i umożliwiają ich przekazywanie POLD w trybie dobowym poprzez system wskazany przez POLD oraz umożliwiają ich przekazywanie – za pośrednictwem ODPp - do OSP w trybie dobowym poprzez system WIRE – dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn.

A.10.2.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z wielu PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę IRP lub usługę IZP są przyłączone inne podmioty posiadające Certyfikat dla ORed. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed innych podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

A.10.2.5. Proces certyfikacji przeprowadza i Certyfikat dla ORed wydaje:

- 1) POLD we współpracy z właściwym OSDp jeśli ORed jest przyłączony do sieci POLD, której sieć jest połączona z siecią właściwego OSDp lub do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią POLD.

Certyfikat dla ORed wystawia POLD lub OSDn i przekazuje do upoważnionego przez POLD lub OSDn właściwego OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usługom systemowym w zakresie rezerwy interwencyjnej (dalej „system IP DSR”) oraz nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed. W tym przypadku POLD lub OSDn za pośrednictwem POLD, przekazuje do właściwego OSDp również oświadczenia Odbiorcy w ORed złożone w procesie certyfikacji i zarządzania ORed oraz pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla właściwego OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie IP DSR Certyfikatu dla ORed wystawionego przez OSDn i zmiany statusu tego ORed w systemie IP DSR.

POLD lub OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełniania przez ORed kryteriów określonych w pkt A.10.1.3.

POLD lub OSDn wydaje Certyfikat dla ORed w oparciu o dane i informacje będące w ich posiadaniu. W przypadku, gdy POLD lub OSDn otrzymają od Odbiorcy w ORed informację w zakresie przyłączenia ORed również do sieci innego operatora systemu (OSDp lub OSDn), wówczas Certyfikat dla ORed wystawia jeden z tych OSDn, we współpracy z pozostałymi operatorami systemu.

Jeśli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci OSDn połączonego przynajmniej z dwoma OSDp, Certyfikat dla ORed rejestruje, we współpracy z pozostałymi OSDp, ten OSDp, do którego OSDn przekaże wystawiony przez siebie Certyfikat dla ORed.

A.10.2.6. Procesem certyfikacji, przeprowadzanym przez właściwego operatora systemu:

- 1) Objęte są ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów określającym szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a ustawy Prawo energetyczne.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest:

- a) w trybie podstawowym, tj. w oparciu o będące w posiadaniu tego operatora zasoby danych i informacje dotyczące odbiorców przyłączonych do jego sieci, lub
 - b) w trybie dodatkowym, na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego;
- 2) Mogą być objęte również ORed odbiorców niepodlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w pkt 1), z wyłączeniem odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

W tym przypadku proces certyfikacji przeprowadzany jest wyłącznie w trybie dodatkowym (na wniosek Odbiorcy w ORed lub podmiotu przez niego upoważnionego).

A.10.2.7. Certyfikacja w trybie podstawowym, o której mowa w pkt. A.10.2.6. ppkt 1) lit. a) dokonywana jest na poniższych zasadach.

OSD jako podmioty zobowiązane do przeprowadzenia procesu certyfikacji wszystkich ORed odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizują ten proces w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia, od którego:

- 1) Odbiorca w ORed został przyłączony do sieci i podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.6. ppkt 1);
- 2) Odbiorca w ORed zaczyna podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.6 ppkt 1),
- 3) Odpowiednio POLD albo OSDp pozyska informację wskazującą, że przyczyna nie wydania Certyfikatu dla ORed została usunięta (w takim przypadku właściwy operator systemu ponawia proces certyfikacji w trybie podstawowym).

Postanowienia ppkt. 1)-3) określają przypadki certyfikacji pojedynczych ORed, dla których nie został wydany Certyfikat dla ORed.

A.10.2.7.1. Certyfikacja obejmuje weryfikację kryteriów określonych w A.10.2.3.

A.10.2.7.2. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.2.7.1., jest pozytywny, wówczas odpowiednio POLD we współpracy z OSDp lub OSDn wydaje Certyfikat dla ORed, w przeciwnym wypadku Certyfikat dla ORed nie jest wydawany i odpowiednio POLD we współpracy z OSDp lub OSDn informuje Odbiorcę w ORed o przyczynie nie wydania tego certyfikatu.

A.10.2.7.3. Jeżeli przyczyną nie wydania Certyfikatu dla ORed jest negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.3. pkt 2) nie powoduje to obowiązku dostosowania odpowiednio przez POLD albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.7.4. Nie skutkuje wygaszeniem Certyfikatu dla ORed sytuacja, w której odbiorca, któremu wydano taki certyfikat przestaje, niezależnie od przyczyny, podlegać ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z przepisami rozporządzenia, o którym mowa w pkt A.10.2.6. pkt 1).

A.10.2.8. Certyfikacja w trybie dodatkowym, o której mowa w pkt A.10.2.6. pkt 1) i 2) dokonywana jest na poniższych zasadach.

A.10.2.8.1. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

- 1) POLD – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej POLD;
- 2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

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

A.10.2.8.2. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- 1) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed);
- 2) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe (w tym adres e-mail na potrzeby komunikacji w sprawie wniosku) w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
- 3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- 4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD (z uwzględnieniem standardu GS1/GSRN), składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt A.10.2.3.;
- 5) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), wskazujący czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym czy obiektem posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej;
- 6) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez POLD do OSP za pośrednictwem OSDp (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci POLD),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn przyłączonego do POLD i POLD – za pośrednictwem OSDp – do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn przyłączonego do sieci POLD),
 - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP lub usługę IZP),
 - d) o zgodzie na wprowadzenie do systemu IP DSR danych ORed (nazwa, adres lokalizacji),
 - e) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym został złożony wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - f) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - g) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - h) o zgodzie na publikację na stronie internetowej OSP informacji o uzyskaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed (zgoda nieobowiązkowa),
 - i) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSP, POLD albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;
- 7) Pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci POLD lub upoważniony przez niego podmiot, składa do POLD wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed wraz z plikiem edytowalnym tego wniosku. Wniosek składany jest na wskazany przez POLD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej POLD.

Na każde żądanie POLD, Odbiorca w ORed dostarczy do POLD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

A.10.2.8.3. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 2) Poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
- 4) Spełniania kryteriów, o których mowa w pkt. A.10.2.3.

A.10.2.8.4. Negatywny wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.2.8.3. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W tym przypadku odpowiednio POLD albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

Negatywny wynik weryfikacji kryteriów określonych w pkt A.10.2.3 pkt 2) nie powoduje obowiązku dostosowania odpowiednio przez POLD albo OSDn układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w tym punkcie.

A.10.2.8.5. Jeżeli wynik weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.2.8.3., jest pozytywny, wówczas POLD albo OSDn wydaje Certyfikat dla ORed.

A.10.2.8.6. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn, w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania wniosku dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.10.2.8.3.i przekazuje Certyfikat dla ORed zgodnie z pkt. A.10.2.5 ppkt 1) do upoważnionej POLD.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do POLD wyłącznie w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym albo w formie dokumentowej w postaci skanu Certyfikatu dla ORed podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn wraz z plikiem edytowalnym tego certyfikatu. Dodatkowo OSDn przekazuje skan pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.2.5 ppkt 1). Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez POLD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej POLD.

Na każde żądanie POLD, OSDn dostarczy do POLD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.10.2.5. ppkt 1), albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów określonych w pkt. A.10.2.3.

A.10.2.8.7. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia kompletnego wniosku do odpowiednio POLD albo OSDn.

W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do POLD celem jego rejestracji – za pośrednictwem właściwego OSDp – w systemie IP DSR, najpóźniej w terminie do 7 dnia przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.10.2.9. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.10.2.5. ppkt 1) zdanie drugie;
- 2) Lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej właściwego OSDp;

- 3) Dane ORed (nazwa, adres) i dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed z zastrzeżeniem pkt. A.10.2.13. zdanie trzecie;
- 4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE POLD, o którym mowa w pkt. A.5.7. (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, którego odpowiednio POLD i OSDn zlokalizowany jest dany PPE);
- 5) Datę od której obowiązuje Certyfikat dla ORed;
- 6) Podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- 7) Typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), pod warunkiem złożenia przez Odbiorcę w ORed oświadczenia, o którym mowa w pkt A.10.2.12 ppkt 3) lit.a);
- 8) Informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSDn, jest on zobowiązany do wystąpienia do POLD o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt. 4).

A.10.2.10. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.10.2.7.1. i A.10.2.8.3., POLD albo osoba upoważniona przez OSDn, przekazuje do OSDp w celu rejestracji w systemie IP DSR Certyfikat dla ORed. System IP DSR, podczas rejestracji, automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed, a następnie operator systemu wydający Certyfikat dla ORed informuje, odpowiednio Odbiorcę w ORed lub podmiot przez niego upoważniony, o wydaniu Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Certyfikat dla ORed obowiązuje od daty następującej po dniu rejestracji certyfikatu w systemie IP DSR.

A.10.2.11. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie dodatkowym, jest rejestrowany przez OSDp w systemie IP DSR ze statusem „ORed aktywny”.

A.10.2.12. ORed, dla którego Certyfikat dla ORed wydano w ramach certyfikacji w trybie podstawowym, jest rejestrowany przez OSDp w systemie IP DSR ze statusem „ORed nieaktywny”. W celu uzyskania statusu „ORed aktywny”, wymagane jest dostarczenie do POLD, w celu przekazania do właściwego OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, następujących zgód i oświadczeń Odbiorcy w ORed:

- 1) Zgód na przekazywanie danych pomiarowych przez:
 - a) POLD do właściwego OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci POLD),
 - b) OSDn do POLD i POLD do właściwego OSDp oraz OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn przyłączonych do sieci POLD),
 - c) OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę IRP lub usługę IZP),
- 2) Zgody na wprowadzenie przez właściwego OSDp do systemu IP DSR danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.
- 3) Oświadczenia:
 - a) wskazującego na typ ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną), tj czy ORed jest obiektem wyłącznie odbiorczym, czy posiadającym generację wewnętrzną z możliwością wprowadzania energii elektrycznej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, zgodnie z postanowieniami umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej,

- b) o spełnieniu warunku dodatniej wartości salda energii elektrycznej pobranej przez ORed z sieci i wprowadzonej do sieci za okres kolejnych 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym zostało złożone niniejsze oświadczenie, tj. potwierdzeniu, iż wielkość energii elektrycznej pobranej z sieci przewyższa wielkość wprowadzoną do sieci (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
- c) o kompletności układu zasilania ORed wskazanego w wydany Certyfikacie dla ORed i o poprawności danych zawartych w tym certyfikacie,
- d) wskazującego adres e-mail na potrzeby zarządzania Certyfikatem dla ORed,
- e) o zobowiązaniu do bieżącego informowania odpowiednio OSDp, POLD albo OSDn w przypadku zmiany danych zawartych w Certyfikacie dla ORed oraz zmian odnośnie złożonych oświadczeń, niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany.

W przypadku ORed przyłączonego do sieci OSDn, ORed przekazuje określone powyżej zgody i oświadczenia do tego OSDn. Następnie OSDn informuje POLD o fakcie posiadania zgód i oświadczeń danego ORed.

Na każde żądanie POLD, OSDn dostarczy do POLD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, zgody i oświadczenia Odbiorcy w ORed określone w niniejszym punkcie.

A.10.2.13. Zgody, o których mowa w pkt. A.10.2.12. ppkt 1) i 2) są wymagane jedynie w przypadku, gdy właściwy operator systemu nie jest upoważniony na mocy klauzul umownych lub IRIESD, do realizacji działań wynikających z tych zgód.

W przypadku braku zgód i oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.12., ORed w systemie IP DSR ORed otrzymuje status „ORed nieaktywny”.

Brak zgody, o której mowa w pkt A.10.2.12 ppkt 2) skutkuje wprowadzeniem do systemu IP DSR zanonimizowanego Certyfikatu dla ORed, tj. z pominięciem danych ORed i danych identyfikacyjnych Odbiorcy w ORed.

Zmiana w systemie IP DSR statusu ORed z „ORed nieaktywny” na „ORed aktywny” następuje niezwłocznie po otrzymaniu przez właściwego OSDp dokonującego rejestracji Certyfikatu dla ORed, oświadczeń o których mowa w pkt A.10.2.12. W przekazaniu ww. oświadczeń pośredniczy POLD.

A.10.2.14. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informację o posiadaniu przez Odbiorcę w ORed Certyfikatu dla ORed, jeżeli operator systemu dokonujący rejestracji Certyfikatu dla ORed wprowadzi do systemu IP DSR informację, że Odbiorca w ORed wyraził zgodę na taką publikację.

A.10.2.15. Odpowiednio POLD albo osoba upoważniona przez OSDn, niezwłocznie wygasza Certyfikat dla ORed – za pośrednictwem właściwego OSDp – w przypadku:

- 1) Gdy POLD albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.10.2.3.; POLD albo OSDn, za pośrednictwem POLD, przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie IP DSR.
- 2) Wstrzymania świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej Odbiorcy w ORed lub rozwiązania z tym odbiorcą umowy, na podstawie której świadczone są Odbiorcy w ORed usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Odpowiednio POLD albo OSDn informuje Odbiorcę w ORed, o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Informacja zawiera wskazanie przyczyny i daty wygaszenia Certyfikatu dla ORed. Po wprowadzeniu stosownej funkcjonalności do systemu IP DSR, informacja ta będzie przekazywana automatycznie za pośrednictwem tego systemu.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez właściwego OSDp w systemie IP DSR.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej. W przypadku ORed ze statusem „ORed aktywny” wygaszenie Certyfikatu dla ORed skutkuje wstrzymaniem przekazywania danych pomiarowych dla ORed przez POLD do właściwego OSDp w celu przekazania do OSP.

A.10.2.16. W przypadku zmiany danych zawartych w wydanym Certyfikacie dla ORed (dla ORed ze statusem „ORed aktywny”), w tym w szczególności zakresu PPE (dodanie lub usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed składa wniosek do operatora systemu, który wydał Certyfikat dla ORed o aktualizację tego certyfikatu. Jeśli zmiana nie narusza kryteriów określonych w pkt A.10.1.3. odpowiednio POLD albo POLD upoważniony przez OSDn – za pośrednictwem właściwego OSDp – aktualizuje Certyfikat dla ORed zarejestrowany w systemie IP DSR.

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

Wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed rozpatrywany jest na zasadach analogicznych jak w procesie certyfikacji w trybie dodatkowym.

Aktualizacja Certyfikatu dla ORed powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.10.2.17. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, wzór wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed, wzór Certyfikatu dla ORed oraz wzory oświadczeń, o których mowa w pkt A.10.2.12. i A.10.2.14., określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.

A.10.2.18. POLD i OSDn, na swojej stronie internetowej zamieszczają informację odnośnie formy i sposobu składania wniosków o wydanie Certyfikatu dla ORed, wniosków o aktualizację Certyfikatu dla ORed oraz oświadczeń, o których mowa w pkt. A.10.2.12. i A.10.1.24.

A.10.3. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

A.10.3.1. 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.10.3.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP..

A.10.3.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane przez POLD do OSP – za pośrednictwem OSDp – po otrzymaniu przez POLD informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP, w wyniku wezwania OSP do zmiany wielkości poboru mocy w ramach tych usług.

POLD po otrzymaniu informacji od OSDp (pośrednio – OSP), dokonuje (w dobie n+4) zasilania inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu

zasilenia inicjalnego, POLD przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. A.10.3.7. – A.10.3.9. POLD przekazuje do OSP – za pośrednictwem OSDp – dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci POLD i OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt. A.10.3.5.

A.10.3.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSDn, POLD przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.10.3.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią POLD.

A.10.3.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią POLD, zobowiązany jest do przekazywania do POLD godzinowych danych pomiarowych dotyczących PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:

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

OSDn przekazuje do POLD godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez POLD dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych zostaną określone przez POLD.

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.8.

A.10.3.6. POLD przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe. Otrzymane dane OSDp – poprzez system WIRE – przekazuje do OSP. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.10.3.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.

A.10.3.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m , OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci POLD i OSDn dokonują – odpowiednio – POLD oraz OSDn i w razie konieczności POLD przekazuje je do OSDp zgodnie z pkt. A.10.3.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych 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.10.3.7.

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

A.10.3.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc m+2 i m+4 (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca m+2 i m+4. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych 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 usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z WDB.

A.10.3.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę IRP lub usługę IZP wyłącznie przez OSP.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_o, URD_w oraz URD_{ME} lub podmiotu przyłączanego do sieci POLD. Umowa dystrybucji może być zawierana wyłącznie z URD_o nie będącymi URD_o w gospodarstwie domowym. Wzór wniosku jest opracowany przez POLD i opublikowany na stronie internetowej Polenergia Dystrybucja.

B.2. Polenergia Dystrybucja w terminie:

- a) do 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_o zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej,
- b) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_o innych niż określone w lit. a) i b), wysyła:
 - i. parafowaną umowę dystrybucji w formie papierowej, na adres wskazany przez URD_o we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji, albo
 - ii. umowę dystrybucji w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany przez URD_o we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji.

W przypadku złożenia wniosku o zawarcie umowy przez URD_o w gospodarstwie domowym, w tym przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego będącego URD_o w gospodarstwie domowym, OSD w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia tego wniosku wysyła informację o negatywnej weryfikacji na adres wskazany we wniosku.

Podpisana jednostronnie przez URD_o umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez Polenergia Dystrybucja i uzgodnionej przez Polenergia Dystrybucja i URD_o, powinna być dostarczona do Polenergia Dystrybucja przed zgłoszeniem przez sprzedawcę umowy sprzedaży do CSIRE.

W przypadku, gdy Prosument, Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny zawrze umowę sprzedaży ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a Ustawy OZE, Polenergia Dystrybucja zawrze z tym prosumentem umowę dystrybucji lub dokona zmiany zawartej umowy dystrybucji w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia przez ww. prosumenta wniosku o zawarcie lub zmianę umowy dystrybucji.

B.3. Polenergia Dystrybucja powiadamia CSIRE o zawarciu umowy dystrybucji, która będzie realizowana od dnia wskazanego w tym powiadomieniu.

Świadczenie usług dystrybucji przez POLD będzie realizowane wraz z:

- 1) umową sprzedaży energii elektrycznej, albo
- 2) umową sprzedaży rezerwowej,

pod warunkiem otrzymania przez Polenergia Dystrybucja z CSIRE odpowiedniego komunikatu, zgodnie z IRIESP-OIRE.

B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez Polenergia Dystrybucja dla URD_o posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w umowie zawieranej pomiędzy Polenergia Dystrybucja a sprzedawcą oraz w IRIESD.

B.5. W przypadku przypisania w CSIRE do PPE umowy kompleksowej z URD_o przez wybranego sprzedawcę, z dniem przypisania umowy kompleksowej następuje wykreślenie przypisania w CSIRE do tego PPE umowy dystrybucji i z tym dniem następuje rozwiązanie umowy dystrybucji.

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

B.7. Dla URD_o posiadającego umowę kompleksową nie będącego URD_o w gospodarstwie domowym, oraz dla URD_o w gospodarstwie domowym w przypadku, o którym mowa w pkt. A.3.15., który chce zawrzeć umowę dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URD_o wraz z powiadomieniem CSIRE, o zawarciu umowy sprzedaży, o którym mowa w pkt D.2.4., oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli tego URD_o obejmującego zgodę URD_o na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z Polenergia Dystrybucja, na warunkach wynikających z:

- a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej Polenergia Dystrybucja i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,
- b) taryfy Polenergia Dystrybucja oraz IRIESD zamieszczonych na stronie internetowej Polenergia Dystrybucja,
- 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 Polenergia Dystrybucja oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. a).

W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, sprzedawca, który nie dysponuje oświadczeniem, o którym mowa powyżej, nie może dokonać powiadomienia CSIRE o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2.4. Pod warunkiem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa w pierwszym zdaniu, zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URD_o a Polenergia Dystrybucja następuje, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, z dniem przypisania w CSIRE do PPE umowy sprzedaży zgodnie z pkt D.2. W terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej zawarcia, Polenergia Dystrybucja wysyła do URD_o potwierdzenie treści zawartej umowy dystrybucyjnej. W przypadku, gdy oświadczenie, o którym mowa powyżej, dotyczy URD_o będącego konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę dystrybucyjną bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, wówczas złożenie przez sprzedawcę tego oświadczenia jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę oświadczeniem URD_o będącego konsumentem lub ww. osobą fizyczną, że ten URD_o żąda rozpoczęcia świadczenia przez Polenergia

Dystrybucja usług dystrybucji energii elektrycznej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umowy dystrybucyjnej zawartej na odległość albo poza lokalem Polenergia Dystrybucja, liczonego od dnia jej zawarcia.

B.8. W przypadku przypisania przez Polenergia Dystrybucja w CSIRE do PPE umowy dystrybucji z URD_o, z dniem jej przypisania następuje wykreślenie przypisania w CSIRE do tego PPE dotychczasowej umowy kompleksowej i z tym dniem Polenergia Dystrybucja przestaje realizować umowę kompleksową.

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

1) URD_w,

2) URD_{ME},

3) URD_o wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, którzy nie korzystają z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo ust. 1a Ustawy OZE

odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z Polenergia Dystrybucja.

Powyższe nie dotyczy:

a) URD_o w gospodarstwie domowym wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja oraz wprowadzonej do tej sieci, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej, zgodnie z pkt A.3.15.,

b) URD o których mowa w ppkt 1) – 2) będących członkami spółdzielni energetycznych, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej - wówczas świadczenie usług dystrybucji dla takiego URD w zakresie energii wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy dystrybucji zawartej z Polenergia Dystrybucja,

c) URD o których mowa w ppkt 3) będących członkami spółdzielni energetycznych, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja oraz wprowadzonej do tej sieci, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej.

Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URD o których mowa w ppk 1)-3), jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1., po wskazaniu POB_z przez URD_w oraz URD_{ME}. Wskazanie POB_z następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

B.10. Świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci Polenergia Dystrybucja, z URD_o wytwarzającymi energię w mikroinstalacji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji, z wyłączeniem:

1) Prosumentów posiadających umowy kompleksowe korzystających z mechanizmu określonego w art. 4 ust. 1 albo 1a Ustawy OZE.

2) URD_o w gospodarstwie domowym wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji, dla których świadczenie usług dystrybucji w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja oraz wprowadzonej do tej sieci, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej, zgodnie z pkt A.3.15.

B.11. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

B.12. Polenergia Dystrybucja zamieszcza na swojej stronie internetowej wykaz informacji, które zgodnie z art.12 ust. 1 ustawy o prawach konsumenta winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę dystrybucji z Polenergia Dystrybucja.

B.13. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy dystrybucji następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

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

C.1.1. POLD na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i $\pm$ MB przypisanych do MB, które składają się na JB_{os} będącą w posiadaniu POLD.

POLD może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów, w całości bądź w części innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez POLD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości energii dla potrzeb rozliczeń m. in. na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

- a) eksploatacja i rozwój LSPR, służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej POLD,
- c) wyznaczanie ilości energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
- d) przekazywanie CSIRE danych pomiarowych, w tym skorygowanych danych pomiarowych na potrzeby realizacji procesów rynku energii określonych w IRiESP-OIRE,
- e) agregację i udostępnianie OSP (poprzez OSDp), POB_z i sprzedawcom zagregowanych ilości energii elektrycznej przypisanej do poszczególnych MB i MDD wyznaczone na potrzeby realizacji rozliczeń na RB oraz udostępnianie sprzedawcom i POB_z danych profilowych wykorzystanych do wyznaczenia danych zagregowanych MDD i MB,
- f) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w lit. e), dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3. POLD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej poprzez LSPR. POLD pozyskuje te dane w postaci:

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

- b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników.

POLD pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:

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

Przekazane przez POLD dane pomiarowe do CSIRE na godzinę 00:00:00 traktuje się jako kończące okres pomiarowy dla doby poprzedniej i rozpoczynające okres pomiarowy dla doby kolejnej; dane POLD pomiarowe przekazane do CSIRE na inną godzinę doby traktuje się w rozliczeniach tak, jakby były one zarejestrowane przez układ pomiarowo-rozliczeniowy na koniec tej doby.

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

C.1.5. POLD wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej POLD lub wprowadzonej do tej sieci na podstawie:

- a) danych pomiarowych pozyskanych z punktów pomiarowych lub
- b) zastępczych danych pomiarowych, wyznaczonych na podstawie rzeczywistych ilości energii elektrycznej oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowo-rozliczeniowego lub systemu zdalnego odczytu lub braku układu transmisji danych, lub
- c) zastępczych danych pomiarowych w przypadku nowo przyłączanych URD, do czasu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych lub
- d) standardowych profili zużycia, o których mowa w rozdziale G., ilości energii elektrycznej wyznaczonej w sposób określony w lit. a), b) lub c) oraz algorytmów agregacji dla tych PPE, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej POLD lub wprowadzonej do tej sieci, wykorzystuje się w pierwszej kolejności układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy. W przypadku awarii lub wadliwego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego lub braku możliwości pozyskania przez POLD danych pomiarowych, POLD wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.7.

C.1.7. POLD wyznacza zastępcze dane pomiarowe:

- 1) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, z uwzględnieniem:
 - a) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowo-rozliczeniowych lub elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z tego samego okresu, lub
 - b) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego okres braku rzeczywistych danych pomiarowych lub następującego po tym okresie, z uwzględnieniem charakterystyki

zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych;

- 2) dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, z uwzględnieniem średniodobowego przepływu energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym za świadczone usługi dystrybucji, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili przepływu energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego przepływu energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.

POLD wyznacza skorygowane dane pomiarowe:

- 1) z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub
- 2) analogicznie jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, jeżeli określenie współczynników korekcyjnych nie jest możliwe.

Powyższe zasady nie mają zastosowania, jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego zachodzi konieczność wyznaczenia zastępczych danych pomiarowych lub skorygowanych danych pomiarowych, jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. W takim przypadku ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe.

C.1.8. W przypadku braku możliwości pozyskania przez POLD rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z przyczyn niezależnych od POLD, POLD wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego:

- 1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE,
- 2) W przypadku braku możliwości dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego po okresie 3 kolejnych okresów rozliczeniowych, w okresie miesiąca od wezwania URD przez POLD, POLD informuje o tym fakcie sprzedawcę.

C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez POLD, dla podmiotów dla których POLD świadczy usługę dystrybucji, do OIRE za pośrednictwem CSIRE, zgodnie z IRIES-P-OIRE.

C.1.10. Na potrzeby rozliczeń RB, POLD wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe do OSDp, jako zagregowane MDD w podziale na sprzedawców i POB_z, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w umowie o współpracy o której mowa w pkt. A.4.3.8.

C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, POLD udostępnia dane pomiarowe do OIRE za pośrednictwem CSIRE zgodnie z IRIESD-OIRE. W przypadku URD dane o zużyciu energii elektrycznej w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane są wraz z fakturą za usługi dystrybucji.

C.1.12. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, POLD w procesie wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych do CSIRE, może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRIESD.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

- 1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:
 - a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
 - b) korekty danych składowych,
 - c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych i zgłaszane są do OSDp w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym.
- 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, POLD przekazuje CSIRE skorygowane dane pomiarowe.

POLD dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

C.1.14. URD, Sprzedawcy OSD oraz POB_z mają prawo wystąpić do POLD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.1.15. (usunięty)

C.1.16. (usunięty)

C.1.17. (usunięty)

C.1.18. POLD 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 POLD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;
- 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.1.19. (usunięty)

C.1.20. (usunięty)

C.1.21. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwia ustalenia godzinowej ilości pobranej energii elektrycznej, to POLD ustala godzinowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem standardowego profilu zużycia, o którym mowa w rozdziale G.

C.1.22. Dane pomiarowe na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej:

1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej POLD – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz,

2) pobranej z sieci dystrybucyjnej POLD – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.

C.1.23. POLD może dla okresu po m+15 dokonać korekty godzinowych danych pomiarowych lub danych pomiarowych zgodnych z okresem rozliczenia niezbilansowania, a także rozliczeń usług dystrybucji lub informacji rozliczeniowych GUD-K realizowanych na podstawie ww. danych pomiarowych. W przypadku, gdy korekty dotyczą danych przekazanych do CSIRE, korekty te zostaną również zgłoszone do CSIRE.

C.1.24. POLD przekazuje do CSIRE informację, że w danym PPE istnieje możliwość wykorzystania LZO do przedpłatowej formy rozliczeń, poprzez atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO”, którego wartość będzie równa „true”.

C.1.25. Atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” równy „true” POLD przekaże do CSIRE, jeżeli od następnego dnia po instalacji LZO na sieci lub w przypadku, gdy nastąpiła zmiana atrybutu z „true” na „false”, przez okres kolejnych, następujących po sobie 7 dni kalendarzowych, wskaźnik WpA+ osiągnął wartość równą lub wyższą 90% kompletności profilu energii czynnej na kierunku pobór (A+), liczone na godz.: 9.00 w dobie „n+1”, dla doby „n”,

WpA+ - dobowy wskaźnik skuteczności odczytu danych profilowych, tj. wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych profilowych 15 min z licznika LZO dla doby „n” jest obliczany zgodnie z wzorem:

$$W_{pA+} = \frac{Id_{LZO p}}{96}$$

gdzie:

W_{pA+} - wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych profilowych 15 min dla energii czynnej pobranej (A+) dla doby „n” z LZO,

$Id_{LZO p}$ - liczba danych profilowych kompletnie odczytanych 15-minutowych energii czynnej pobranej (A+) dla doby „n” z LZO.

C.1.26. Zmiana atrybutu charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” z „true” na „false” następuje jeżeli przez okres kolejnych następujących po sobie 30 dni kalendarzowych, w dobie „n+30” o godz. 9:00, wskaźnik WpA+ wyznaczony analogicznie jak w pkt C.1.21. ani razu nie osiągnął wartości równej lub wyższej 90%.

C.1.27. W dniu instalacji lub wymiany LZO na inny LZO w PPE w dobie „n”, LZO może posiadać domyślnie atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” równy „false” w okresie nie dłuższym niż do ostatniego dnia trzeciego miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym zainstalowano LZO, jeżeli brak komunikacji z LZO wynika z winy POLD.

C.1.28. W przypadku, gdy w PPE jest już wykorzystywany LZO do przedpłatowej formy rozliczeń, atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” równy „false” nie powoduje zmiany warunków obowiązującej umowy kompleksowej.

C.1.29. POLD przekazuje do CSIRE dobowy profil zużycia dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN na RB.

C.1.30. W przypadku korekty danych pomiarowych obejmujących okres przed przyłączeniem POLD do CSIRE, dobowy profil zużycia może być przekazywany dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN jaki występował w dacie, której te dane dotyczą.

C.1.31. Przekazywany przez POLD do CSIRE dobowy profil zużycia dla PP może wystąpić w postaci:

- a) Profilu rozliczeniowego, który jest profilem obligatoryjnym dla każdego obsługiwanego przez POLD PP.
Profil rozliczeniowy może stanowić podstawę do dokonania rozliczeń za energię elektryczną lub świadczone usługi i może uwzględniać dodatkowe doliczenia oraz odliczenia wynikające ze specyfiki danego PP, które są niezbędne do tych rozliczeń.
- b) Profilu pomiarowego, który jest profilem opcjonalnym zawierającym dane pomiarowe bez uwzględnienia dodatkowych doliczeń lub odliczeń wpływających na ten profil, a wynikających ze specyfikacji danego PP.

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD POB_{ZSU} (METODA DOBOWA)

C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wymaga realizacji następujących działań:

- a. określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze Polenergia Dystrybucja, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU}
- b. określenie ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} dla n-tej Doby handlowej;
- c. określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej dla n-tej Doby handlowej;
- d. korygowanie ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU}, oraz ilości energii elektrycznej dla JB_{ZOS} Polenergia Dystrybucja

C.2.2 Ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze Polenergia Dystrybucja wyznaczone są w następujących cyklach::

- a) Podstawowym – podczas którego od n+1 do n+4 Doby handlowej, Polenergia Dystrybucja wyznacza ilości energii elektrycznej dla n-tej Doby handlowej; wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSP i stanowią podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- b) Korygującym – podczas którego Polenergia Dystrybucja koryguje wyznaczone wcześniej ilości energii elektrycznej; wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSP i stanowią podstawę do rozliczeń korygujących na Rynku Bilansującym, z zastrzeżeniem pkt C.2.3.

C.2.3. Ilości energii elektrycznej dla MDD POB_{ZSU} wyznaczone w cyklu korygującym, zgłaszane są do POB_{ZSU} i stanowią podstawę rozliczeń pomiędzy Polenergia Dystrybucja oraz POB_{ZSU}.

C.2.4. Określanie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze Polenergia Dystrybucja, z wyłączeniem MDD POB_{ZSU}, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w pkt C.1 „Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo rozliczeniowych”.

C.3. ZASADY STOSOWANIA UKŁADÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH WYKORZYSTYWANYCH DO PRZEDPŁATOWEJ FORMY ROZLICZEŃ

C.3.1. Prowadzenie przedpłatowej formy rozliczeń na PPE może być realizowane wyłącznie w ramach umowy kompleksowej.

C.3.2. Po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE rozpoczęcie przedpłatowej formy rozliczeń może być realizowane wyłącznie dla LZO, na zasadach określonych w IRIESP-OIRE.

C.3.3. PPE nieposiadające LZO, dla którego przedpłatowa forma rozliczeń rozpoczęła się przed przyłączeniem POLD do CSIRE, POLD do czasu zainstalowania LZO, obsługuje takie PPE w sposób analogiczny, jak inne PPE nieposiadające LZO.

C.3.4. Po przyłączeniu POLD do CSIRE zmiana sprzedawcy dla PPE, dla którego jest lub ma być realizowana przedpłatowa forma rozliczeń, może być realizowana wyłącznie dla PPE posiadającego LZO, dla którego POLD określi w CSIRE atrybut charakterystyki PP - „Komunikacja LZO” równy „true”.

D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA PRZEZ POLENERGIA DYSTRYBUCJA DO REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ I UMÓW KOMPLEKSOWYCH

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej POLD, nieobjętych obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. Przypisanie sprzedawcy do PPE zgodnie z zawartą umową sprzedaży, jest możliwe po uprzednim przypisaniu do tego PPE w CSIRE umowy dystrybucji zawartej z POLD, bez względu na kolejność zawarcia tych umów.

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe URD chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy muszą spełniać wymagania określone odpowiednio w rozporządzeniu pomiarowym oraz w IRIESD na dzień złożenia powiadomienia w CSIRE.

D.1.4. Przy każdej zmianie sprzedawcy przez URD, POLD przekazuje do CSIRE wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy dokonywane jest na podstawie rzeczywistych danych pomiarowych lub zastępczych danych pomiarowych.

D.1.5. Zmiana sprzedawcy realizowana jest poprzez CSIRE zgodnie z procedurą zmiany sprzedawcy, o której mowa w pkt D.2.

D.1.6. (usunięty)

D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 1 dzień kalendarzowy oraz nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej albo świadczenia usługi kompleksowej dla URD, informuje OIRE poprzez CSIRE o planowanej dacie zakończenia umowy sprzedaży albo umowy sprzedaży rezerwowej albo umowy kompleksowej albo umowy kompleksowej rezerwowej.

D.1.8. Do jednego PPE równocześnie może być przypisana w CSIRE tylko jedna z umów: umowa dystrybucji albo umowa kompleksowa.

D.1.9. Wymiana informacji rynku energii między POLD i sprzedawcami odbywa się wyłącznie poprzez CSIRE, zgodnie z IRIESP-OIRE.

D.1.10. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

D.1.11. Zakończenie na wniosek URD świadczenia usługi dystrybucji na podstawie umowy kompleksowej następuje w dacie odłączenia zasilania w danym PPE, tj. stworzenia fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż przyłącza bądź jego fragmentu, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej, odłączenie stycznika w LZO, itp.).

D.1.12. POLD może zgłosić zakończenie:

- 1) umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej w przypadku zaniechania obowiązków sprzedawcy wynikających z realizacji umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. pod warunkiem otrzymania od OIRE poprzez CSIRE informacji o niedopełnieniu tych obowiązków przez sprzedawcę,
- 2) bilansowania handlowego dla pojedynczego PP lub bilansowania handlowego dla wszystkich PP danego sprzedawcy w przypadku zaniechania obowiązku POB_z wynikającego z realizacji umowy, o której mowa w pkt A.4.3.5. pod warunkiem otrzymania od OIRE poprzez CSIRE informacji o niedopełnieniu tych obowiązków przez POB_z.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URD

D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1.

D.2.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej albo umowę kompleksową, przy czym URD w gospodarstwie domowym może zawierać ze sprzedawcą wyłącznie umowę kompleksową, z zastrzeżeniem postanowień pkt A.3.15.

Umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zawartej przez tego URD z dotychczasowym sprzedawcą.

D.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej wypowiada umowę sprzedaży lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.

D.2.4. Nowy sprzedawca w imieniu własnym oraz URD, powiadamia OIRE o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej oraz o planowanej dacie przypisania umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej do PPE w CSIRE. Powiadomienie składa się, poprzez CSIRE:

- 1) w przypadku umowy kompleksowej - nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem daty określonej w tym powiadomieniu,
- 2) w przypadku umowy sprzedaży, gdy umowa dystrybucji jest przypisana do PPE w CSIRE - nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem daty określonej w tym powiadomieniu,
- 3) w przypadku umowy sprzedaży, gdy umowa dystrybucji jest zawierana zgodnie z pkt B.7. - nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 3 dni kalendarzowe, względem daty określonej w tym powiadomieniu.

W przypadku zawarcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z konsumentem lub osobą fizyczną, o której mowa w art. 7aa ustawy o prawach konsumenta tj. zawierającą umowę sprzedaży lub umowę kompleksową bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, gdy ta umowa nie posiada dla tej osoby charakteru zawodowego, powiadomienia należy dokonać po bezskutecznym upływie terminu na odstąpienie od umowy przewidzianego w art. 27 ustawy o prawach konsumenta, o ile konsument lub ww. osoba fizyczna, nie złożyli żądania wcześniejszego rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przed upływem terminu 14 dni na odstąpienie od umów.

Sprzedawca nie może dokonać powiadomienia OIRE o zawarciu umowy kompleksowej z URD w gospodarstwie domowym, w przypadku, gdy umowa ta została zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa.

D.2.5. (usunięty)

D.2.6. Dokonanie powiadomienia OIRE, o którym mowa w pkt D.2.4., w imieniu URD przez sprzedawcę wynika z posiadanego przez niego umocowania URD do dokonania tego powiadomienia.

D.2.7. (usunięty)

D.2.8 Weryfikacja powiadomienia, o którym mowa w pkt D.2.4., odbywa się w CSIRE.

D.2.9. Zmiana sprzedawcy następuje w terminie wynikającym z Ustawy.

D.2.10. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę.

D.2.11. (usunięty)

D.2.12. Rozpoczęcie przez POLD świadczenia usług dystrybucji dla nowo przyłączanych URD, następuje nie wcześniej niż z dniem:

- 1) wskazanym w komunikacie OIRE do POLD będącym powiadomieniem o nowej umowie - dotyczy URD_O oraz URD_W i URD_{ME}, którzy zgodnie z IRIESP-OIRE są obsługiwani przez sprzedawcę,
- 2) wskazanym w komunikacie OIRE do POLD będącym powiadomieniem o zmianie POB_Z - dotyczy URD_W i URD_{ME} którzy zgodnie z IRIESP-OIRE są obsługiwani przez POB_Z.

D.2.13. (usunięty)

D.3. (usunięty)

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB_Z) przebiega zgodnie z zapisami IRIESD-Bilansowanie, IRIESP-OIRE oraz WDB.

POB_Z jest ustanawiany przez:

- 1) Sprzedawcę, który posiada zawartą z Polenergia Dystrybucja o której mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7.,
- 2) URD typu wytwórca (URD_W), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja, który zgodnie z IRIESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z;
- 3) URD_{ME} przyłączonego do sieci Polenergia Dystrybucja który zgodnie z IRIESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z.

Ustanawianie lub zmiana POB_Z odbywa się poprzez CSIRE dokonaniem powiadomienia przez nowego POB_Z.

W przypadku URD_O przyłączonego do sieci Polenergia Dystrybucja, POB_Z jest wskazywany przez sprzedawcę, który zawarł z tym URD_O umowę sprzedaży albo umowę kompleksową.

E.2. Za bilansowanie handlowe:

- 1) URD_O przyłączonego do sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja,
- 2) URD_W przyłączonego do sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,
- 3) URD_{ME} przyłączonego do sieci Polenergia Dystrybucja, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę

odpowiedzialny jest POB_Z, który został przypisany dla ww. URD w CSIRE.

E.3. Proces zmiany POB_Z przez sprzedawcę, URD_W lub URD_{ME}, jest realizowany przez OIRE w CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE.

E.4. Po otrzymaniu przez Polenergia Dystrybucja komunikatu z CSIRE o przypisaniu w CSIRE POB_Z do PPE, Polenergia Dystrybucja przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, z uwzględnieniem że:

- 1) każdy PPE danego URD_O powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD,
- 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB_O,
- 3) URD_W mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W,
- 4) URD_O mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O,
- 5) URD_{ME} mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W.

E.5. (usunięty)

E.6. W przypadku gdy POB_Z przypisany w CSIRE do:

- 1) Sprzedawcy,
- 2) URD_W, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,
- 3) URD_{ME}, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez sprzedawcę,

zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na RB, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB_Z na nowego POB_Z przypisanego w CSIRE do sprzedawcy rezerwowego.

E.7. W przypadku, gdy POB_Z przypisany w CSIRE do:

- 1) URD_W, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,
- 2) URD_{ME}, który zgodnie z IRiESP-OIRE jest obsługiwany przez POB_Z,

w porozumieniu z Polenergia Dystrybucja, winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja, a Polenergia Dystrybucja ma prawo do wyłączenia tego URD_W lub URD_{ME}, bez ponoszenia przez Polenergia Dystrybucja odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy Polenergia Dystrybucja a URD_W lub URD_{ME}.

E.8. (usunięty)

E.9. POB_Z odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy, URD_W lub URD_{ME} jest zobowiązany do przekazania komunikatu do CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE, o dacie zaprzestania działalności na RB. Komunikat przekazuje się do CSIRE, nie wcześniej niż na 30 dni kalendarzowych i nie później niż na 1 dzień kalendarzowy, względem ww. daty zaprzestania działalności, określonej w tym komunikacie.

E.10. (usunięty)

F. ZASADA UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI URD

F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA

F.1.1. Polenergia Dystrybucja udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

F.1.2. Informacje ogólne udostępnione są przez Polenergia Dystrybucja:

- 1) na stronie internetowej Polenergia Dystrybucja,
- 2) w IRIESD opublikowanej na stronie Polenergia Dystrybucja.

F.1.3. W celu uzyskania szczegółowych informacji URD może złożyć zapytanie następującymi drogami:

- 1) listownie na adres Polenergia Dystrybucja,
- 2) pocztą elektroniczną,
- 3) za pośrednictwem strony internetowej Polenergia Dystrybucja,
- 4) telefonicznie.

Polenergia Dystrybucja udziela URD odpowiedzi dotyczących informacji szczegółowych taką drogą jaką zostało złożone zapytanie, chyba że URD wskaże inną drogę udzielenia odpowiedzi.

F.1.4. Polenergia Dystrybucja informuje URD o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

- 1) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
- 2) procedurze zmiany sprzedawcy,
- 3) wymaganych umowach,
- 4) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
- 5) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie,
- 6) warunkach świadczenia usług dystrybucji.

F.1.5. (usunięty)

F.1.6. (usunięty)

F.2. (usunięty)

G. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI I UDOSTĘPNIANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

G.1. POLD opracowuje standardowe profile zużycia na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców końcowych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez Polenergia Dystrybucja spośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Tabeli 1 niniejszej IRIESD.

G.2. Zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia dotyczą URD rozliczanych wg taryfy G1x oraz C1x, których układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację profilu zużycia.

G.3. Dla URD, o których mowa w pkt G.2., POLD przydziela odpowiedni, standardowy profil zużycia spośród określonych w Tabeli 1, zgodnie z grupą taryfową, do której dany odbiorca jest zakwalifikowany, określoną w umowie dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

G.4. Standardowe profile zużycia wyznaczone są dla następujących grup odbiorców:

profil G11	Odbiorcy grupy G11 spełniający warunki: - odbiorcy bytowo-komunalni, - taryfa jednostrefowa
profil G12	Odbiorcy grupy G12 spełniający warunki: - odbiorcy bytowo-komunalni, - taryfa dwustrefowa
profil C11	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: - odbiorcy prowadzący działalność gospodarczą - zasilanie jedno lub trójfazowe - taryfa jednostrefowa

G.5. Rzeczywista ilość energii elektrycznej w godz. i-tej jest wyznaczana z dokładnością do 1 kWh, na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w miejscach dostarczania oraz w razie potrzeby z wykorzystaniem algorytmów wyznaczania ilości energii elektrycznej w poszczególnych miejscach dostarczania, wykorzystujących standardowe profile zużycia i/lub rzeczywiste dane godzinowe przepływu energii elektrycznej dla danego obszaru OSD.

Tabela 1 Profile zużycia energii elektrycznej

PROFIL			
godzina	G11	G12	C11
1	0,8300	0,5512	0,9407
2	0,7180	0,4695	0,8823
3	0,6642	0,3762	0,8580
4	0,6343	0,2998	0,8385
5	0,6208	0,2514	0,8406
6	0,6312	0,2729	0,9154
7	0,7003	0,2290	1,0104
8	0,7926	0,2363	1,1910
9	0,8933	0,2407	1,4723
10	0,9841	0,2603	1,7090
11	1,0237	0,2756	1,8505
12	1,0029	0,2811	1,9177
13	1,0106	0,2970	1,9607
14	1,0487	0,4689	1,9682
15	1,0789	0,5218	1,9861
16	1,1589	0,3999	1,9483
17	1,2307	0,3539	1,8911
18	1,3384	0,3227	1,8374
19	1,4277	0,3316	1,6808
20	1,4834	0,3228	1,5171
21	1,5112	0,3444	1,4237
22	1,5022	0,4080	1,3697
23	1,2892	0,5956	1,2328
24	0,9896	0,5921	1,0755

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI INFORMACYJNE

H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.

H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową), w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną) lub ustnej (telefonicznie).

H.3. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa wnioski i reklamacje o których mowa w niniejszym rozdziale, wyłącznie do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt H.4. oraz pkt H.5. ppkt 7).

URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z POLD umowę dystrybucji, reklamacje dotyczące umowy sprzedaży składa bezpośrednio do sprzedawcy, a reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do POLD.

Prosument, Prosument zbiorowy oraz Prosument wirtualny będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej do tego sprzedawcy.

H.4. POLD samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów o których mowa w pkt. A.1.1.:

1. 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 pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) ogłoszeń stacjonarnych umiejscowionych w obszarze planowanego wyłączenia, internetowych, wiadomości e-mail dla uczestników newslettera 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 POLD dostarczenia.
7. przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z taryfy POLD.
8. przyjmowanie od Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, reklamacji dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, a także rozliczania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, o ile prosument ten posiada zawartą umowę dystrybucji z POLD.

H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt. H.4., realizowane jest w następujący sposób:

- 1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę poprzez CSIRE do POLD. POLD dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji z CSIRE i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy poprzez CSIRE,
- 2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje poprzez CSIRE do POLD w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. POLD bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. POLD niezwłocznie informuje poprzez CSIRE sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. POLD wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji z CSIRE,
- 3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym poprzez CSIRE POLD w terminie 2 dni roboczych. POLD realizuje żądanie URD w terminie zapewniającym realizację obowiązku w 14 dni kalendarzowych od zgłoszenia URD. Pokrycie kosztów laboratoryjnego sprawdzenia licznika odbywa się zgodnie z zapisami obowiązującego prawa,
- 4) w ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego o którym mowa w pkt. 3), URD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Koszt ekspertyzy pokrywa URD na zasadach określonych w przepisach prawa,
- 5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do POLD przez sprzedawcę poprzez CSIRE w terminie 2 dni roboczych. POLD w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. POLD poprzez CSIRE przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów, a w przypadku URD w gospodarstwach domowych, niezwłocznie, jednak nie później niż w terminie 10 dni kalendarzowych od zakończenia pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRIESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie POLD,
- 6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:
 - a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

- b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,

sprzedawca poprzez CSIRE przekazuje POLD w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych od dnia otrzymania wniosku URD.

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

- 7) przypadku zaistnienia przesłanek do udzielenia URD przez POLD bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, POLD przekazuje sprzedawcy informacje niezbędne do udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikaty w terminie 21 dni kalendarzowych od:
 - a) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie przez POLD standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - b) ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla URD przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - c) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt. H.5. ppkt. 6) lit. a), dla innych URD niż URD, który złożył wniosek o którym mowa w pkt. H.5. ppkt. 6) lit. a), zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co URD, który złożył ten wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
- 8) bonifikata, o której mowa w ppkt 7 jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy POLD a sprzedawcą,
- 9) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje POLD poprzez CSIRE reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. POLD po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy poprzez CSIRE informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji z CSIRE,
- 10) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do POLD w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. POLD niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,
- 11) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie POLD, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do POLD kopię odpowiedzi udzielonej URD.

Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę za wyjątkiem ppkt. 10).

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

I.1. POLD identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.

I.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:

- a) ograniczenia elektrowniane,
- b) ograniczenia sieciowe.

I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:

- a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
- b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
- c) działanie siły wyższej,
- d) realizację polityki energetycznej państwa.

I.4. POLD 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.

I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez POLD na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:

- a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
- b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.

I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez POLD z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.

I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.

I.8. POLD przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.

I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych POLD 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 nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;

- d) wnioskowanie do OSP o zmianę poziomu generacji mocy JWCD i JWCK;
- e) wnioskowanie do OSP o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.

I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych POLD podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z innymi OSD.

I.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, POLD podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRIESD w części Ogólnej- rozdział Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

CSIRE	Centralny system informacji rynku energii
DUB	Dostawca usług bilansujących
EAZ F	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
EIC	Schemat kodowania identyfikacji na rynku energii (Energy Identification Coding Scheme)
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna umowa dystrybucji
GUD-K	Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP-OIRE	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej część „Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii”
JB	Jednostka bilansowa
JB_{os}	Jednostka bilansowa operatora systemu
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana

JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
LZO	Licznik zdalnego odczytu
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_o	$_{AFD}MB$, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB_w	$_{FD}MB$, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD_w lub URD_{ME} , reprezentujących odpowiednio moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej
$_{AFD}MB$	$_{F}MB$, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
$_{F}MB$	Fizyczne MB
$_{w}MB$	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną –

	jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
NN	Najwyższe napięcia
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OIRE	Operator informacji rynku energii
OOSŁ	Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
OP	Operator Pomiarów
ORed	Obiekt Redukcji
ORN	Okres rozliczania niezblansowania
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
POB_z	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POB_{zsu}	POB _z ustanowiony przez sprzedawcę z urzędu na terenie danego OSD
PP	Punkt pomiarowy

PPB	Punkt pomiarowy - licznik bilansujący
PPE	Punkt Poboru Energii
PPI	Punkt pomiarowy - inny
PPW	Punkt pomiarowy - punkt wymiany
Prosument	Prosument energii odnawialnej
Prosument wirtualny	Prosument wirtualny energii odnawialnej
Prosument zbiorowy	Prosument zbiorowy energii odnawialnej
RB	Rynek Bilansujący
RRM	Regulamin rynku mocy
TSKB	Techniczne Standardy Komunikacji Biznesowej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_w	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_o	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: • URB_{SD} – odbiorca sieciowy • URB_{OK} – odbiorca końcowy
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
URD_{ME}	Uczestnik rynku detalicznego typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW
URD_n	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
URD_o	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_w	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki

WDB	Warunki dotyczące bilansowania
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Analizator jakości energii elektrycznej	Przyrząd pomiarowy służący do pomiarów jakości energii elektrycznej.
Awaria 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.
Bezpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu, bez przekładników prądowych ani napięciowych, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie OSP przez POB do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 EB GL dla każdego okresu rozliczania

	niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 EB GL.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Charakterystyka PP	Informacje rynku energii dotyczące PP, których zakres określają standardy wymiany informacji CSIRE (stanowiące załącznik do IRIESP-OIRE), z wyłączeniem danych pomiarowych, informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez LZO i poleceń odbieranych przez LZO.
Dane pomiarowe	Dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego.
Dni robocze	Dni od poniedziałku do piątku inne niż dni ustawowo wolne od pracy.
Dostawca usług bilansujących	Dostawca usług bilansujących
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Elektrownia	Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Farma fotowoltaiczna	Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii elektrycznej, wykorzystująca do wytwarzania energii

elektrycznej energię promieniowania słonecznego. Farma fotowoltaiczna stanowi jednostkę wytwórczą.

Farma wiatrowa

Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii, wykorzystująca turbiny wiatrowe do wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru. Farma wiatrowa stanowi jednostkę wytwórczą.

Generalna umowa dystrybucji

Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD przyłączonych do sieci OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.

Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej

Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.

Główny punkt odbioru energii

Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.

Grupy przyłączeniowe

Grupy podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, podzielonych w następujący sposób:

- a) grupę I stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
- b) grupę II stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
- c) grupę III stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, jednak niższym niż 110 kV,
- d) grupę IV stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane

bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,
e) grupę V stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW,
f) grupę VI stanowią podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci przez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, jednak nie dłuższy niż rok.

Instalacja odbiorcza

Instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 NC DC.

Instalacja odnawialnego źródła energii

Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół:
a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub

b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego,

- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazyn biogazu rolniczego.

Jednostka bilansowa

Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania.

Jednostka grafikowa

Zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej, określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące.

Jednostka odbiorcza

Jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 NC DC.

Jednostka wytwórcza

Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza

obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r.) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D.

Podział modułów wytwarzania energii:

a) moduł wytwarzania energii typu A –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 0,8 kW i mniejszej niż 200 kW,

b) moduł wytwarzania energii typu B –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 200 kW i mniejszej niż 10 MW,

c) moduł wytwarzania energii typu C –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 10 MW i mniejszej niż 75 MW,

d) moduł wytwarzania energii typu D –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV

mocy maksymalnej nie mniejszej niż 75 MW oraz wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.

**Jednostka wytwórcza centralnie
dysponowana**

Jednostka wytwórcza:

- a) przyłączona do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
- b) kondensacyjna o mocy osiągalnej równej lub wyższej niż 100 MW przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowa przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, albo
- c) przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV inną niż określona w lit. b, którą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączona.

Kod EIC

Kod służący do identyfikacji podmiotów na europejskim rynku energii. Kody nadawane są przez Centralne Biuro Kodów EIC (ENTSO-E) i przez Lokalne Biura Kodów EIC w poszczególnych krajach. W Polsce Lokalne Biura Kodów EIC prowadzone są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (numer identyfikacyjny 19) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (numer identyfikacyjny 53).

Krajowy system elektroenergetyczny

System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Licznik konwencjonalny

Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.

Licznik zdalnego odczytu

Przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.

Licznik / Licznik energii elektrycznej

Licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny.

Linia bezpośrednia

Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

Łącze niezależne

Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.

Magazyn energii elektrycznej

Instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.

Magazynowanie energii elektrycznej

Przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączonej do sieci elektroenergetycznej i współpracującej z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.

Mała instalacja

Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.

Miejsce dostarczania

Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji, lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.

Miejsce dostarczania energii 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.
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 przyłączy łączy się z siecią.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Moc osiągalna	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej może pracować bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki, magazynu przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach piętnastominutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci określona: a) w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej jako wartość nie mniejszą niż wyznaczoną jako wartość

maksymalną ze średniej wartości mocy w okresie piętnastu minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo

b) w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

c) w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii

Łączna moc znamionowa czynna:

- a) zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej – zespołu prądotwórczego, podana przez producenta na tabliczce znamionowej, a w przypadku jej braku, moc znamionowa czynna tego zespołu określona przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz lub biogaz rolniczy,
- b) generatora, modułu fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego podana przez producenta na tabliczce znamionowej – w przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a).

Należyta staranność

Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.

Napięcie znamionowe

Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.

Napięcie deklarowane

Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.

Nielegalne pobieranie energii elektrycznej

Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.

Niezbilansowanie

W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.

Obiekt

Budynek lub budowla w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, z późn. zm.), a także ich wyodrębnioną część albo zespół budynków lub budowli, które mieszczą się pod jednym adresem lub w jednej lokalizacji, wraz z urządzeniami połączonymi ze sobą siecią lub instalacją odbiorczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej – w celu dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowy

	kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 Ustawy, zawartych z tym samym odbiorcą, przy wykorzystaniu jednego lub więcej przyłączy tworzących kompletny układ zasilania.
Obiekt pomiarowy	Zbiór fizyczny lub wirtualny obejmujący co najmniej jeden PP.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed.

Odbiorca wrażliwy energii elektrycznej	Osoba, której przyznano dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 2021), która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej.
Odłączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Odnawialne źródło energii (OZE)	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerothermalną, energię geothermalną, energię hydrothermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Ogólnodostępna stacja ładowania	Stacja ładowania dostępna na zasadach równoprawnego traktowania dla każdego posiadacza pojazdu elektrycznego i pojazdu hybrydowego.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	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 rozliczeniowymi odczytami urządzeń do pomiaru mocy lub energii elektrycznej, dokonany przez Polenergia Dystrybucja.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.

Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator informacji rynku energii (OIRE)	Podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie Centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii.
Operator ogólnodostępnej stacji ładowania (OOSŁ)	Podmiot odpowiedzialny za budowę, zarządzanie, bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację i remonty ogólnodostępnej stacji ładowania.
Operator pomiarów (OP)	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	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.
Operator systemu przesyłowego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	Podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w RB na podstawie umowy przesyłowej.
Podmiot prowadzący bilansowanie handlowe zasobów	Podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów: a) których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów, lub b) w odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niezbilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Pośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
Półpośredni układ pomiarowy	Licznik konwencjonalny lub licznik zdalnego odczytu wraz z przekładnikami prądowymi, służący do pomiarów energii elektrycznej lub pomiarów i rozliczeń za tę energię.
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.
Proces rynku energii	Sekwencja działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące

Użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub OIRE, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną.

Programy łączeniowe

Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.

Prosument energii odnawialnej

Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 649, 730 i 2294),

Prosument wirtualny energii odnawialnej

Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.

Prosument zbiorowy energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej.		
Przedpłatowy rozliczeniowy	układ	pomiarowo-	Układ pomiarowo-rozliczeniowy realizujący funkcję włączenia lub wyłączenia możliwości poboru energii elektrycznej w zależności od stanu Salda dekrementującego.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej lub obrotu nimi.		
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.		
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.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowane do mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego, które świadczy na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
Punkt poboru energii (PPE)	Punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Punkt pomiarowy (PP)	Miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci elektroenergetycznej, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.
Punkt pomiarowy - licznik bilansujący (PPB)	Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej dla stacji elektroenergetycznej transformującej średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiącej element sieci dystrybucyjnej Polenergia Dystrybucja.
Punkt pomiarowy - inny (PPI)	Punkt pomiarowy w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej, niebędący PPB albo PPE albo PPW.
Punkt pomiarowy - Punkt wymiany (PPW)	Punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych OSDp.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego

funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.

Reprezentant prosumentów

Osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawnioną na podstawie umowy, o której mowa w art. 4a ust. 1 Ustawy OZE, do reprezentacji prosumentów wirtualnych energii odnawialnej lub prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej – także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe.

Rezerwa mocy

Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.

Rezerwowa umowa kompleksowa

Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej.

Rozporządzenie pomiarowe

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 788).

Rozporządzenie systemowe

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), z późniejszymi zmianami).

Rozporządzenie taryfowe

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2022 r., poz. 2505 z późniejszymi zmianami).

Ruch sieciowy

Sterowanie pracą sieci.

Rynek bilansujący	Wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem co jest realizowane za pomocą mechanizmu 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.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Skorygowane dane pomiarowe	Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku, gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedawca rezerwowy	Przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 Ustawy OZE na sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania POLD, zapewniające URD przyłączonym do danego systemu elektroenergetycznego sprzedaż rezerwową.
Sprzedawca zobowiązany	Sprzedawca energii elektrycznej, o którym mowa w art. 40 ust. 1 Ustawy OZE, tj. przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 Ustawy OZE przez Prezesa URE na obszarze działania POLD (albo w przypadku brak możliwości realizacji obowiązków przez tego sprzedawcę – wyznaczone dla obszaru działania OSP) i

zobowiązane do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, zgodnie z Ustawą OZE.

Sprzedaż energii elektrycznej

Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.

Sprzedaż rezerwowa

Sprzedaż energii elektrycznej URD przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej POLD dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego, w przypadku nieprzekazania do CSIRE informacji o zawarciu umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej dla danego PPE

Spółdzielnia energetyczna

Spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.

Stacja ładowania

- a) urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym, lub
- b) wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem ładowania o dużej mocy
 - wyposażone w oprogramowanie umożliwiające świadczenie usług ładowania, wraz ze stanowiskiem postojowym oraz, w przypadku gdy stacja ładowania jest podłączona do sieci dystrybucyjnej w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, instalacją prowadzącą

	od punktu ładowania do przyłącza elektroenergetycznego.
Sterowany odbiór	Instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadające zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System informacyjny	System informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz.U. z 2020 r. poz. 1369 z późn. zm.).
System IP DSR	System informatyczny dedykowany interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (usługa IRP) i interwencyjnemu ofertowemu zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców (usługa IZP), zarządzany przez OSP i udostępniany dostawcom tych usług w celu wsparcia realizacji tych usług oraz komunikacji z nimi związanej, oraz udostępniany OSDp w celu wsparcia procesu certyfikacji obiektów redukcji (ORed).
System pomiarowy	systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do Centralnego systemu informacji rynku energii.
System zdalnego odczytu	System informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE)

			2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r. z późn. zmianami) lub Kodeksów sieci.
Techniczne Standardy Biznesowej (TSKB)	Komunikacji		Dokument opracowany przez OIRE na potrzeby funkcjonowania CSIRE, który nie jest elementem IRIESP-OIRE.
Uczestnik Rynku Bilansującego (URB)			Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w WDB;
Uczestnik Rynku Detalicznego (URD)			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 lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Uczestnik Rynku Detalicznego w gospodarstwie domowym (URD w gospodarstwie domowym)	w w		Podmiot dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu zużycia jej w gospodarstwie domowym, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ ARNE			Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy			Urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, w szczególności liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi.

Układ podstawowy	pomiarowo-rozliczeniowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy		Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ 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.
Umowa dystrybucji		Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 2 Ustawy.
Umowa kompleksowa		Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej zawarta przez URD ze sprzedawcą rezerwowym.
Umowa kompleksowa rezerwowa		Umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej zawarta przez URD ze sprzedawcą rezerwowym.
Umowa sprzedaży		Umowa sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 Ustawy.
Umowa sprzedaży rezerwowej		Umowa sprzedaży zawarta przez URD ze sprzedawcą rezerwowym.
Urządzenia		Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa IRP		Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców.
Usługa IZP		Usługa w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej świadczona na polecenie OSP polegająca na interwencyjnym ofertowym zwiększeniu poboru mocy przez odbiorców.

Usługi bilansujące	Usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 EB GL.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych jakości energii elektrycznej.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Warunki dotyczące bilansowania (WDB)	Dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wyrowadzenie URD z PPE	Zakończenie na wniosek URD świadczenia usług dystrybucji lub usługi kompleksowej, które obejmuje odłączenie zasilania w danym PPE, tj. stworzenie fizycznej przerwy w torze prądowym (np. demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, demontaż fragmentu przyłącza, wyjęcie wkładki bezpiecznikowej itp.).
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego jednostki wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.

Zagregowane dane pomiarowe

Dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.

Zapotrzebowanie sieci

Zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez źródła wytwórcze do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych.

Zaprzestanie dostarczania energii elektrycznej

Niedostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza, z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej, w tym rezerwowej umowy kompleksowej, lub z powodu zgłoszenia/powiadomienia przez sprzedawcę umowy kompleksowej niezgodnie z przedmiotem GUD-K.

Zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

Zasilenie inicjalne

Przekazanie przez OSD do OSP danych pomiarowych dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, po otrzymaniu z OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi IRP lub usługi IZP.

Zastępcze dane pomiarowe

Dane pomiarowe wyznaczone w przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu.

Załącznik nr 1

**SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE
DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH ORAZ
MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ
PRZYŁĄCZANYCH I PRZYŁĄCZONYCH DO
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z zastrzeżeniem pkt. II.3.1.5 - II.3.1.7. IRIESD oraz magazynów energii elektrycznej przyłączanych lub przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze oraz magazyny energii elektrycznej muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub magazyny energii elektrycznej niespełniających tych wymagań.
- 1.2. POLD określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny. Powyższe wymagania dotyczą również magazynów energii elektrycznej
- 1.3. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.
- 1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla POLD.
- 1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. POLD decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.
- 1.7. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z POLD i w obecności jego przedstawiciela. Uzgodnienie to powinno nastąpić przed terminem uruchomienia jednostki wytwórczej.
- 1.8. POLD określa wymagania w zakresie wyposażenia jednostki wytwórczej w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii
- 1.9. Instalacja odnawialnego źródła energii wykorzystywana przez Prosumenta, Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego powinna spełniać wymogi określone dla jednostek wytwórczych w IRIESD oraz w przepisach odrębnych.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1 Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
 - a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje.

Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

- 2.2 W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.
- 2.3 POLD koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. 2.1. oraz pkt. 2.2. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania lub odwzorowania stanu pracy.
- 2.4 Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika. W przypadku mikroinstalacji wymagane jest, aby po stronie prądu przemiennego falownika zlokalizowany był, co najmniej jeden rozłącznik izolacyjny odpowiadający drugiej kategorii przepięć.
- 2.5 Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA I WYMAGANIA DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W ZAKRESIE EAZ

- 3.1. Jednostki wytwórcze, stosownie do rodzaju, powinny być wyposażone w zabezpieczenia zgodnie z zapisami IRIESD oraz pkt. 3 i pkt. 9 niniejszego załącznika.
- 3.2. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt 2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny spełniać wymagania zawarte w pkt. 3.16.
- 3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy osiągalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.5. POLD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.
- 3.6. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:
 - a) określonego w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) określonego w pkt. 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.7. POLD ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.8. W przypadku trójfazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.

W przypadku jednofazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia, przy obniżeniu lub wzroście napięcia, powinno powodować odłączenie jednostki od sieci dwubiegunowo
- 3.9. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 3.10. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator nN/SN, dla zabezpieczeń do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.

W przypadku jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń dodatkowych wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.

W przypadku podłączania mikroinstalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami falownika a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci POLD.

- 3.11. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.12. Elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażać w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.13. W przypadku zwarcia w elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z POLD.
- 3.14. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.
- 3.15. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.
- 3.16. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
 - 1) zabezpieczenia nadprądowe,
 - 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
 - 3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.POLD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.
- 3.17. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z POLD lub przez niego ustalone.
- 3.18. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.
 - 3.18.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
 - 3.18.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
 - 3.18.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
 - 3.18.4. POLD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.
 - 3.18.5. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.

- 3.18.6. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa POLD 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 sieciowozbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową minimum 30 s pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy $95 \div 105$ % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i pkt. 5.5.
- 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
- 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
- | | |
|------------------------|-------------------------------------|
| różnica napięć | - $\Delta U < \pm 10 \% U_n$, |
| różnica częstotliwości | - $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$, |
| różnica kąta fazowego | - $\Delta \phi < \pm 10^\circ$ |

- 5.5. POLD może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.
- 5.6. Falowniki załączają 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 POLD.
- 5.8. Wymagania pkt. 5. niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w pkt. 6. niniejszego załącznika.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń $\pm 5\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznich odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 50) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
 - a) 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - b) 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznich, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} - moc zwarciova 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:

S_{rA} - moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} - moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N - liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k - współczynnik wynoszący:

1 - dla generatorów synchronicznych,

2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

I_a/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

I_a - prąd rozruchowy,

I_r - znamionowy prąd ciągły.

7. 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 niespełniającej 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. POLD 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 określone przez POLD 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. POLD 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 POLD, 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 $\pm 5\%$) 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 zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez elektrownie wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy POLD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie elektrowni wiatrowej.
- 7.2.4. Elektrownia wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:
- 1) pracę elektrowni wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych. Podczas pracy elektrowni wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień elektrowni wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.

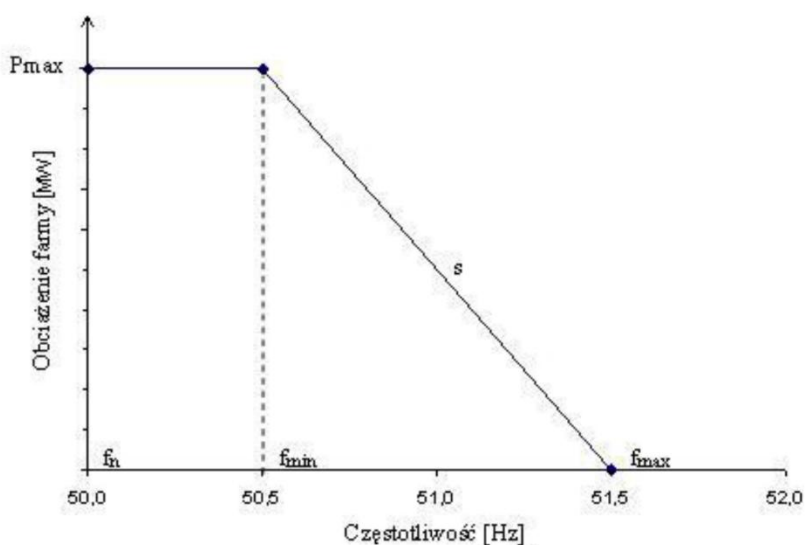
W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń.

- 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 $\pm 5\%$ P_z (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-fgr) 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 $s = -[(\Delta f / f_n) / (\Delta f P / P_n)]$

- 7.2.5. Zmniejszanie mocy wymagane przy wyższej 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 zakłóceń 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% P_n mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100% do 40% mocy generowanej.
- 7.2.8. POLD, 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 POLD, może polecić całkowite wyłączenie elektrowni wiatrowej. POLD 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 $\pm 10\%$ U_n - 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 zwyzce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w elektrowni wiatrowej.
- 7.3.5. POLD 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 POLD 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. POLD 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 farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 7.6.1. W niektórych lokalizacjach, POLD może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa POLD w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 7.6.2. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, POLD określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc

farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.

7.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- 7.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.
- 7.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- 7.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia 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 harmonicznym napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznym 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 harmonicznym 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 zwarciovych, 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 POLD.

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 POLD 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 $\cos \varphi$,
 - e) średniej dla elektrowni prędkości wiatru.
- 7.9.3. Minimalny zakres udostępnianych POLD 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. POLD 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 POLD, określa POLD 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 POLD i podmiotem posiadającym elektrownię 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 jakiegokolwiek prace przy budowie elektrowni 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. POLD wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie elektrowni wiatrowej i przeprowadzenie testów.

7.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest POLD 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 niespełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, POLD ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

8.1. Wymagania techniczne

8.1.1. Wymagania ogólne

8.1.1.1. Mikroinstalacja przyłączona do sieci POLD poprzez jedno przyłącze, powinna umożliwiać POLD monitorowanie i sterowanie jej parametrami w sposób zintegrowany (jedno urządzenie sterujące tj. falownik lub integrator w przypadku więcej niż jednego falownika, zapewniające wspólne i jednoczesne sterowanie pracą całej mikroinstalacji).

8.1.1.2. Dla jednego przyłącza dopuszcza się zabudowę mikroinstalacji za pomocą falowników jednofazowych o łącznej mocy nie większej niż 3,68 kW na każdej fazie, pod warunkiem spełnienia wymagań z pkt 8.1.1.1.

8.1.1.3. Urządzenie sterujące o którym mowa w pkt 8.1.1.1. powinno być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC, który umożliwia przyjęcie od POLD poleceń sterujących. Port wejściowy RS485 powinien być zlokalizowany w miejscu zapewniającym łatwy dostęp dla służb technicznych POLD. Urządzenie sterujące dostarcza POLD.

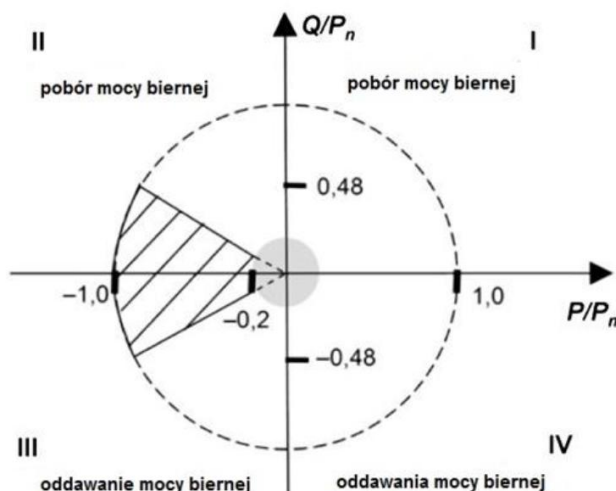
8.1.2. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

8.1.2.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od $0,85 U_n$ do $1,1 U_n$ z następującą mocą bierną:

- zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez POLD w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od $\cos \varphi = 0,9_{ind}$ do $\cos \varphi = 0,9_{poj}$, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,
- bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.

Wymaganie to przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia

8.1.2.2. Wymagane tryby regulacji mocy biernej:

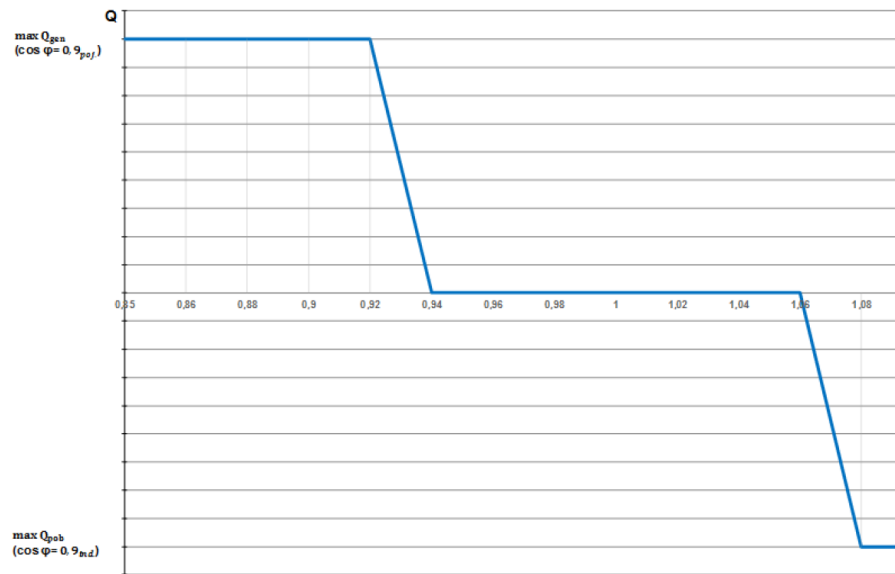
Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

- sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb $Q(U)$) jako tryb podstawowy,
- sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb $\cos \varphi (P)$), jako tryb alternatywny,
- $\cos \varphi$ stałe, nastawiane w granicach od $\cos \varphi = 0,9_{ind}$ do $\cos \varphi = 0,9_{poj}$, jako tryb dodatkowy.

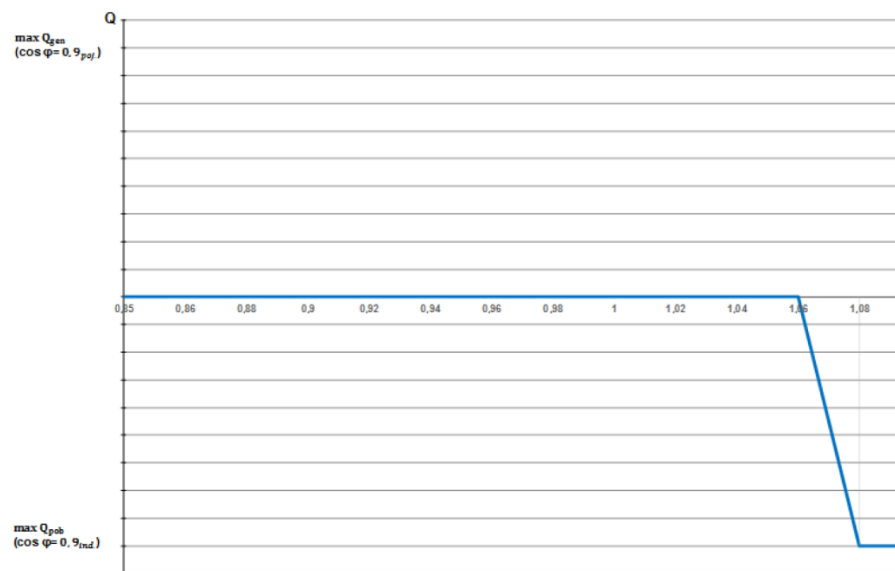
Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. W momencie uruchomienia mikroinstalacji należy ustawić tryb podstawowy zgodny z powyższym ppkt a). Zmiana trybu możliwa jest jedynie na polecenie POLD. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy - zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

8.1.2.3 Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - $Q(U)$:

W trybie $Q(U)$ sterowanie odbywa się według krzywych przedstawianych na rys. 3 i 4. Charakterystyka $Q(U)$ ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia z POLD, a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



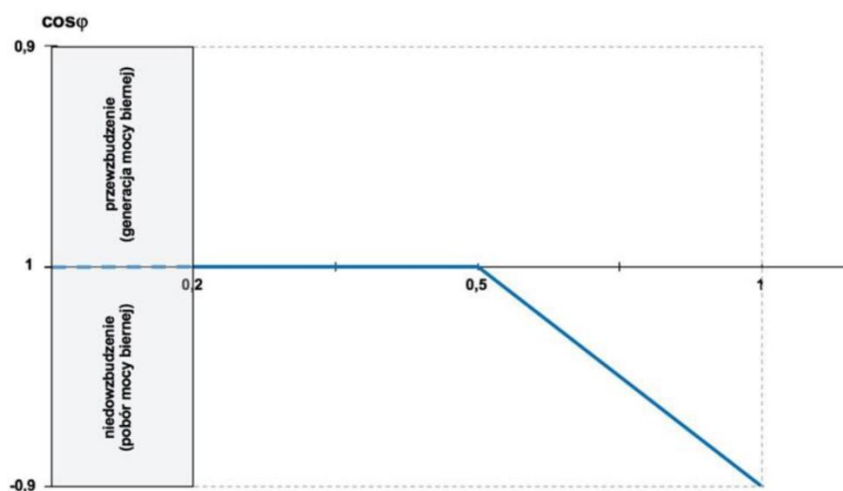
Rys.3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez POLD.



Rys.4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla mikroinstalacji podłączonych jednofazowo, wymagana przez POLD.

8.1.2.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - $\cos \varphi$ (P):

W trybie $\cos \varphi$ (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys. 5. Nastawione nowe wartości wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej muszą być nastawione w ciągu 10 s. Zaleca się, aby szybkość zmiany mocy biernej następowała w takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i była zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.



Rys.5. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy $\cos \varphi$ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez POLD.

8.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej.

8.1.3.1. Mikroinstalacja powinna umożliwiać przyjęcie od POLD polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz w przypadku mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej, poprzez port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji SUNSPEC.

8.1.3.2. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się, aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszenia mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej $1,08 U_n$. Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

8.1.4. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

8.1.4.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,

- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania urządzenia sterującego. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń - zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń nie mogą przekraczać granicznych wartości oraz innych parametrów ustalonych i wskazanych przez POLD, mających wpływ na pracę sieci elektroenergetycznej.

8.1.4.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymalny czas odłączenia	Minimalny czas zadziałania
U _{LN}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 Un	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U _{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 Un	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-

¹⁾ 10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej.

Informacje na temat nastaw zabezpieczeń powinny być możliwe do odczytania z mikroinstalacji w szczególności z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub przez port

komunikacyjny oraz określone w technicznej dokumentacji indywidualnej dla danej mikroinstalacji, dołączonej przez producenta lub instalatora.

8.1.4.3. Dopuszcza się możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny na okres braku napięcia w sieci OSD, przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią OSD.

8.1.5. Załączanie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

Załączanie mikroinstalacji do sieci jest możliwe tylko wówczas, gdy napięcie i częstotliwość mieszczą się w dopuszczalnym zakresie napięcia i częstotliwości, w co najmniej wymaganym okresie obserwacji. Zakres częstotliwości, zakres napięcia, czas obserwacji i gradient mocy powinny być możliwe do ustawienia w mikroinstalacji. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia tych nastaw - zmiana nastaw nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

8.1.5.1. Automatyczne ponowne załączenie po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń: Nastawy dla ponownego załączenia po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń są następujące:

- a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,05 Hz,
- b) Zakres napięcia od 0,85 Un do 1,10 Un,
- c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

Po ponownym załączeniu moc czynna generowana przez mikroinstalację nie powinna przekraczać gradientu 10% Pn/min.

8.1.5.2. Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w warunkach normalnych: Nastawy dla załączenia lub rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w wyniku rozruchu lub działania w warunkach normalnych są następujące:

- a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,1 Hz,
- b) Zakres napięcia od 0,85 Un do 1,10 Un,
- c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

8.1.5.3. Synchronizacja:

Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza, że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.

8.1.6. Jakość energii

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy.

8.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

8.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji np. z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub poprzez port komunikacyjny.

Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

- a) nazwę producenta lub znak firmowy,
- b) określenie typu, numer identyfikacyjny, oznaczenie serii lub partii i numer seryjny,
- c) moc znamionową,
- d) napięcie znamionowe,
- e) częstotliwość znamionowa,
- f) zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmoniczných napięcia i prądu,

g) oznakowanie CE.

Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny. Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim. W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.

9.2.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

- a) Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,
- b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,
- c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,
- d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowaniem przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

8.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności od zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

Tabela nr 2 Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

P_n [kW]	P_n ≤ 3,68	3,68 < P_n ≤ 10	10 < P_n ≤ 50
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez POLD			Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki P(f)	TAK		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki Q(U) i $\cos \phi$ (P)	TAK		
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	TAK		

Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo
---------------------	-----------------------------	----------

9. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POLD.

9.1. Postanowienia ogólne

Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energię elektryczną w module parku energii. Stąd też, dla magazynów energii elektrycznej obowiązują wymagania takie same jak dla odpowiednich typów modułów wytwarzania zgodnie z zapisami NC RfG oraz z zapisami wymogów ogólnego stosowania do NC RfG, włącznie z poniższymi, szczegółowymi zapisami w zakresie aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości (tryby: LFSM-O, LFSM-U).

9.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości

9.2.1. Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz - 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

9.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH I FARM FOTOWOLTAICZNYCH

10.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)

10.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami POLD. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji mocy POLD należy zapewnić możliwość:

- 1) zadawania maksymalnego, dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (zmiany mocy czynnej),
- 2) zmiany mocy biernej (w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej),
- 3) wyłączenia całkowitego farmy wiatrowej (wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, niezależnie od własności tego wyłącznika).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

10.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.

10.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania, stosuje się niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej zgodnie z IRIESD.

10.1.4. POLD, OSDp albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej, przy czym wszystkie ww. funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb technicznych POLD. OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), może, za pośrednictwem służb dyspozytorskich OSDp, technicznych POLD, wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci POLD. W przypadku, gdy zniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy wiatrowej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu, każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu wydającym polecenie zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej lub polecenie jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków przyłączenia lub umów zawartych dla farmy wiatrowej nie gwarantują farmie wiatrowej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zniżenia mocy czynnej.

11.2. Zdalne sterowanie farmą fotowoltaiczną (interwencyjne)

11.2.1. POLD, OSDp albo OSP mają prawo do wydania polecenia zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez wyłączenie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, niezależnie od własności tego wyłącznika, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu

zdalnego sterowania z poziomu służb technicznych POLD. OSP może wydać polecenie interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci POLD, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb technicznych POLD.

- 11.2.2. W przypadku gdy zaniżenie mocy czynnej lub całkowite wyłączenie farmy fotowoltaicznej wystąpi w sytuacji braku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozliczenia finansowe z tego tytułu, każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawartej z operatorem systemu wydającym polecenie zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej lub polecenie jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków przyłączenia lub umów zawartych dla farmy fotowoltaicznej nie gwarantują farmie fotowoltaicznej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zaniżenia mocy czynnej.
- 11.2.3. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 11.1.1.- 11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.
- 11.2.4. Postanowienia punktów 11.2.1 - 11.2.3. dotyczą także grup farm fotowoltaicznych objętych wspólnym systemem sterowania i regulacji dostępnym w ramach systemu zdalnego sterowania POLD.

Załącznik nr 2
(usunięty)

Załącznik nr 3

**ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE
USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI**

Cześć 1 - Istotne postanowienia GUD-k

GUD-k zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. Polenergia Dystrybucja (POLD) i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-k stanowią w szczególności:

- 1) IRiESD,
- 2) WDB,
- 3) IRiESP-OIRE
- 4) Taryfa Polenergia Dystrybucja,

a także akty prawa powszechnie obowiązującego.

2. IRiESD stanowi część GUD-k. Dokonane po wejściu w życie GUD-k zmiany IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują POLD i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-k. W przypadku niezgodności zapisów GUD-k i IRiESD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-k, zgodnie z GUD-k.

Jednocześnie POLD i sprzedawca przyjmują, że POLD udostępni do publicznych konsultacji projekt zmian IRiESD oraz poinformuje na swojej stronie internetowej o możliwości zgłaszania uwag do projektu, określając miejsce i termin ich zgłaszania.

3. Warunkiem realizacji zobowiązań POLD wobec sprzedawcy wynikających z GUD-k jest jednoczesne obowiązywanie umów:

- a. o świadczenie usług przesyłania, zawartej pomiędzy Sprzedawcą, a OSP – jeżeli Sprzedawca pełni samodzielnie funkcję POB_z;
- b. o świadczenie usług przesyłania, zawartej pomiędzy wskazanym przez Sprzedawcę POB_z, a OSP oraz bilansowania (Umowy Bilansowania) zawartej pomiędzy Sprzedawcą, a POB_z – jeżeli Sprzedawca nie pełni samodzielnie funkcji POB_z;
- c. o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy właściwym OSDp a POB_z wskazanym przez Sprzedawcę - przez wskazanie POB_z rozumie się również oznaczenie samego Sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
- d. o współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, zawartej pomiędzy POLD a właściwymi OSDp, do sieci których przyłączona jest sieć dystrybucyjna POLD;
- e. kompleksowych zawartych pomiędzy Sprzedawcą, a URD;
- f. generalnej umowy dystrybucji, zawartej pomiędzy Sprzedawcą, a właściwym OSDp;
- g. o której mowa w art. 11zg ustawy Prawo energetyczne, zawartej pomiędzy POLD a OIRE;
- h. o której mowa w art. 11zg ustawy Prawo energetyczne, zawartej pomiędzy Sprzedawcą a OIRE.

4. POLD wstrzymuje realizację GUD-k w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD-k bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.

II. Przedmiot GUD-k:

1. Na mocy GUD-k POLD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz Odbiorców, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.

2. GUD-k wraz z IRIESD i Taryfą POLD określa szczegółowe warunki świadczenia przez POLD usług dystrybucji oraz zasady współpracy POLD i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:

- a. zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OIRE umów kompleksowych;
- b. zasady obejmowania postanowieniami GUD-k kolejnych Odbiorców i zobowiązania POLD i sprzedawcy w tym zakresie;
- c. zasady wyłączenia z zakresu GUD-k tych Odbiorców, z którymi zawarte umowy kompleksowe wygasły lub zostały rozwiązane;
- d. wskazanie POB_z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POB_z;
- e. zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów kompleksowych;
- f. zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej Odbiorców przez POLD;
- g. zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących Odbiorców do OSDp i Sprzedawcy, w tym danych pomiarowych oraz innych niezbędnych do dokonania przez sprzedawcę rozliczeń za usługę kompleksową;
- h. udostępnianie OSDp danych pomiarowych niezbędnych do prowadzenia bilansowania handlowego Odbiorców przez POB_z Sprzedawcy;
- i. zasady udzielania bonifikat, rozpatrywania reklamacji i wypłaty odszkodowań;
- j. obowiązki POLD i sprzedawcy w zakresie obsługi Odbiorców;
- k. warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy POLD i sprzedawcą;
- l. osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
- m. zasady zabezpieczenia należytego wykonania GUD-k;
- n. zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. Polenergia Dystrybucja zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od OIRE powiadomień o zawartych umowach kompleksowych;

2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do Odbiorców w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OIRE i przyjętymi przez POLD do realizacji umowami kompleksowymi;

3. dostarczania energii elektrycznej z zachowaniem ciągłości i niezawodności dostaw z uwzględnieniem parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w obowiązujących przepisach prawa, do miejsc dostarczania energii elektrycznej określonych w umowach kompleksowych;

4. odbierania i dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci POLD przez Odbiorcę będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt. 2;
5. (usunięty)
6. pozyskiwania lub wyznaczania danych pomiarowych, a także informacji rozliczeniowych GUD-k lub informacji o rozliczeniu dodatkowym zgodnie z IRiESD oraz Taryfą POLD, a także ich udostępniania OIRE poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE oraz TSKB;
7. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej Odbiorców na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD;
8. rozpatrywania na zasadach określonych w IRiESD wniosków i reklamacji Odbiorców dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez sprzedawcę w imieniu Odbiorców;
9. niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-k i umów kompleksowych z Odbiorcami, w zakresie świadczonych usług dystrybucji;
10. udzielania sprzedawcy oraz Odbiorcy informacji dotyczących świadczonych usług dystrybucji;
11. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD-k, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE;
12. terminowej zapłaty należności wynikających z GUD-k;
13. (usunięty)
14. powiadamiania o zmianie Taryfy POLD oraz IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowanie na stronie internetowej POLD;
15. opublikowania na stronie internetowej zatwierdzonej Taryfy POLD, nie później niż w terminie dwóch (2) dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE;
16. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-k;
17. informowania OIRE o przyłączeniu do sieci POLD mikroinstalacji Odbiorcy, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. (usunięty)
2. zgłaszania do OIRE informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych, na zasadach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB; dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt. 2;
3. (usunięty)
4. uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w charakterystyce PP oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji;

5. udzielania, na wniosek POLD, informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-k, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji;
6. terminowego regulowania należności wynikających z GUD- k;
7. ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-k;
8. (usunięty)
9. przyjmowania i przekazywania poprzez CSIRE do POLD, na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB, wniosków i reklamacji Odbiorców dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez Odbiorcę do sprzedawcy;
10. niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i Ustawie, rozpatrywania reklamacji Odbiorcy i udzielania na nie odpowiedzi Odbiorcy;
11. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-k;
12. informowania Odbiorców o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD;
13. niezwłocznego przekazywania POLD informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-k i świadczonych przez POLD usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z Odbiorcą;
14. niezwłocznego, nie później niż w terminie 5 dni roboczych od ich otrzymania przez sprzedawcę od Odbiorcy nie objętego ochroną przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła), przekazywania POLD informacji o danych kontaktowych Odbiorcy na potrzeby realizacji ww. rozporządzenia: adresie poczty elektronicznej Odbiorcy na potrzeby otrzymywania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej Odbiorcy oraz adresie poczty elektronicznej lub numerze telefonu komórkowego Odbiorcy na potrzeby otrzymywania powiadomień o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazane w Załączniku do GUD-k;
15. (usunięty)
16. niezwłocznego dokonania odpowiednich zmian w umowie kompleksowej lub dokonania zgłoszenia nowej umowy kompleksowej, w przypadkach stwierdzenia przez POLD , że Odbiorca pobiera energię elektryczną na potrzeby inne, niż określone w umowie kompleksowej lub Odbiorca korzysta z grupy taryfowej niezgodnie z kwalifikacją określoną w Taryfie POLD;
17. wypowiedzenia umowy kompleksowej w przypadku, gdy URD zgłosi wniosek o zmianę grupy taryfowej na grupę inną niż G lub - na wniosek OSDn - gdy zmiana grupy taryfowej będzie konieczna z uwagi na stwierdzenie przez OSDn, że URD pobiera energię elektryczną na potrzeby inne, niż określone w umowie kompleksowej i przewidziane dla grupy taryfowej G
18. zamieszczania w treści umowy kompleksowej z Odbiorcą, w szczególności:
 - a. zobowiązania Odbiorców do przestrzegania zapisów IRiESD oraz Taryfy POLD,

- b. zgody Odbiorców na gromadzenie i przetwarzanie ich danych osobowych przez POLD w zakresie określonym w umowie kompleksowej, w tym w związku z wykonywaniem przez POLD odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także kontrolą, modernizacją lub demontażem tych układów,
- c. zobowiązania Odbiorców do umożliwienia upoważnionym przedstawicielom POLD wykonania kontroli oraz umożliwienia uprawnionym przedstawicielom POLD dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do urządzeń oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego znajdującego się na terenie lub w obiekcie Odbiorcy, w celu wykonania prac eksploatacyjnych, usunięcia awarii w sieci dystrybucyjnej POLD, odczytu wskazań lub demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- d. informacji, że rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej następuje z dniem zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub podania napięcia – dotyczy Odbiorców nowo przyłączonych,
- e. poinformowania Odbiorców, że POLD ma prawo do wstrzymania lub ograniczenia dostarczania energii elektrycznej przez POLD, w przypadkach określonych w Ustawie i w IRIESD,
- f. postanowień dotyczących sprzedaży rezerwowej określonych w Ustawie i IRIESD.

V. Odniesienie do IRIESD, IRIESP-OIRE, TSKB oraz Taryfy POLD w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych informacji rozliczeniowych GUD-k lub informacji o rozliczeniu dodatkowym

1. Udostępnianie sprzedawcy danych pomiarowych informacji rozliczeniowych GUD-k lub informacji o rozliczeniu dodatkowym odbywa się na zasadach określonych w IRIESP-OIRE i TSKB.
2. (usunięty)
3. (usunięty)
4. Dane, o których mowa w ppkt. 1 udostępnione są sprzedawcy przez OIRE poprzez CSIRE.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRIESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRIESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i POLD odbywa się poprzez CSIRE.
3. Sprzedawca informuje Odbiorcę, że POLD może wznowić dostarczanie energii elektrycznej bez odrębnego powiadomienia Odbiorcy, również pod jego nieobecność.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-k:

1. POLD i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-k, w przypadkach:
 - a. działania siły wyższej albo z winy Odbiorcy lub osoby trzeciej, za które POLD i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
 - b. ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;

- c. przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;
- d. ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;
- e. wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w IRIESD;
- f. zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB_z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_z na RB;
- g. nieustanowienia, nieuzupełnienia lub nieodnowienia przez sprzedawcę na rzecz POLD zabezpieczenia należytego wykonania Umowy;
- h. niedostępności CSIRE, w tym skutkującym brakiem możliwości przekazywania lub odbierania komunikatu zgodnie z TSKB.

2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w pkt. 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD-k. W szczególności zaistnienie przesłanki określonej w pkt. 1 ppkt g. powyżej może polegać na wstrzymaniu przyjmowania przez CSIRE nowych zgłoszeń dotyczących zawarcia przez sprzedawcę umów kompleksowych.

3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-k następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt. 1.

4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej Odbiorcy będącego prosumentem energii odnawialnej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej POLD energii wytworzonej przez tego Odbiorcę.

VIII. Rozliczenia finansowe i fakturowanie

1. Rozliczenia za świadczone przez POLD usługi dystrybucji na rzecz Odbiorców, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej, dokonywane są na podstawie stawek opłat i zasad ich stosowania określonych w Taryfie POLD, z uwzględnieniem udzielonych przez POLD bonifikat. W relacjach pomiędzy POLD a sprzedawcą rozliczenie usługi dystrybucji dla Odbiorcy będącego prosumentem, prosumentem zbiorowym, prosumentem wirtualnym, członkiem spółdzielni energetycznej lub członkiem klastra energii, odbywają się na zasadach zawartych w Ustawie OZE.

2. W przypadku zmiany stawek opłat w trakcie okresu rozliczeniowego danego Odbiorcy, stawki opłat i rozliczenia powinny być przyjmowane zgodnie z Taryfą POLD obowiązującą w danym okresie zużycia energii elektrycznej. W takim przypadku POLD udostępnia do rozliczeń dane pomiarowe wyznaczone zgodnie z IRIESD.

3. W celu poprawnego rozliczenia Odbiorców, dla których część opłat z tytułu świadczonych usług dystrybucji nie wynika z ilości energii elektrycznej pobranej z sieci POLD, sprzedawca jest zobowiązany przekazywać POLD niezbędne informacje, w tym otrzymane od Odbiorców stosowne oświadczenia służące do prawidłowego rozliczenia usług dystrybucji, zgodnie z Taryfą POLD i na zasadach określonych przez POLD.

4. W każdym przypadku za datę zapłaty uznaje się datę wpływu należności na rachunek bankowy Strony.

5. W przypadku opóźnień w płatnościach Strony mają prawo naliczyć odsetki określone w przepisach prawa za każdy dzień opóźnienia w płatnościach.
6. W przypadku, gdyby którakolwiek ze Stron przestała być czynnym podatnikiem podatku VAT ma ona obowiązek poinformowania o tym drugą Stronę, pod rygorem odszkodowania.
7. W przypadku opóźnienia w płatnościach w jakiegokolwiek części ponad 14 dni, POLD w pierwszej kolejności ma prawo do skorzystania z zabezpieczenia.
8. Opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej Odbiorcy, wstrzymanego na żądanie sprzedawcy ponosi sprzedawca na rzecz POLD. W innych przypadkach opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej ponosi Odbiorca na rzecz POLD.

IX. Zabezpieczenia finansowe:

1. Sprzedawca ma obowiązek ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania na rzecz POLD zabezpieczenia należytego wykonania GUD-k („Zabezpieczenie”) w tym:
 - 1) Zabezpieczenie obliczane jest i ustanawiane przez Sprzedawcę bez wezwania POLD:
 - a) dla grup taryfowych G - w przypadku, gdy usługa dystrybucyjna realizowana przez POLD dla Sprzedawcy przekroczy liczbę 100 punktów poboru energii (dalej PPE) - po przekroczeniu 100 PPE Zabezpieczenie jest liczone od wszystkich PPE,
 - b) dla grup taryfowych C1x, C2x i B – na etapie zgłoszenia przez Sprzedawcę nowej umowy kompleksowej o ile wysokość wniesionego uprzednio Zabezpieczenia nie pokrywa zgłaszanych PPE.
 - 2) Wysokość Zabezpieczenia określa się dla każdego PPE jako iloczyn stawki ryczałtowej stanowiącej wartość średniej miesięcznej sprzedaży usług dystrybucji i trzykrotności średniomiesięcznej ilości planowanego poboru energii elektrycznej z okresu ostatniego roku.
 - 3) Stawka ryczałtowa sprzedaży usług dystrybucji, o której mowa w pkt. 1 pkt 2) dla poszczególnych grup taryfowych wynosi:

G	– 410 zł,
C1x	– 500 zł,
C2x	– 520 zł,
B	– 250 zł.
 - 4) Wyliczoną wysokość Zabezpieczenia zaokrągla się w górę do pełnych tysięcy złotych.
2. W przypadku Zabezpieczenia ustanawianego przy zawieraniu Umowy, Zabezpieczenie powinno być ustanowione najpóźniej w dniu jej zawarcia.
3. Zabezpieczenie należytego wykonania Umowy przez Sprzedawcę, może zostać ustanowione, według wyboru Sprzedawcy, w jednej lub w kilku z niżej wymienionych form:
 - a) kaucji pieniężnej, wpłaconej na wyodrębniony rachunek bankowy POLD,
 - b) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez POLD, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
 - c) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej, wystawionej przez ubezpieczyciela o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez POLD, na poziomie równoważnym BBB lub wyższym.

POLD publikuje na swojej stronie internetowej listę akceptowanych agencji ratingowych.

X. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD-k:

- a. w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD-k, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;
- b. do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt. 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
- c. zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD-k albo zgłoszenie wniosku o renegocjacje GUD-k, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD-k.

2. Zasady udzielania bonifikat:

1) POLD udziela sprzedawcy, na zasadach oraz w terminach określonych w IRiESD oraz w Taryfie POLD bonifikaty z tytułu:

- niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

2) W przypadku udzielenia Odbiorcy przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, POLD pokrywa koszty udzielonych bonifikat w wysokości określonej na podstawie ilości dni, o którą POLD przekroczył wynikający z IRiESD termin na udzielenie przez POLD odpowiedzi sprzedawcy.

W przypadku, gdy przekroczenie terminu po stronie POLD jest większe niż całkowite przekroczenie terminu udzielenia odpowiedzi przez sprzedawcę, POLD pokrywa koszty bonifikat proporcjonalne do przekroczenia terminu odpowiedzi udzielonej Odbiorcy. Wzajemne rozliczenie dotyczy jedynie przekroczeń terminów realizacji zgłoszeń skierowanych do POLD przez sprzedawcę, w przypadku, gdy sprzedawca nie przekroczy terminu 30 dni kalendarzowych na udzielenie bonifikaty Odbiorcy.

3) W przypadku udzielenia Odbiorcy przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, POLD pokrywa koszty udzielonych bonifikat w pełnej wysokości pod warunkiem uprzedniego potwierdzenia przez POLD niedotrzymania tych parametrów.

XI. Zmiany, renegocjacje oraz wypowiedzenie GUD-k:

1. Zmiany GUD-k mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD-k, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD-k, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.

2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD-k uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD-k. W takim przypadku Strony

niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.

3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD-k wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiegokolwiek z postanowień GUD-k stanie się nieważne.

4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD-k, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegotjacji pod kątem dostosowania GUD-k do nowych okoliczności.

5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD-k, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-k powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania na stronie internetowej aktualizowanej treści zmian IRiESD lub w Biuletynie URE aktualizowanej treści IRiESP-OIRE lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-k zostanie złożone POLD najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD-k następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB.

Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-k zostanie złożone POLD w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD-k następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD-k obowiązują postanowienia nowej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB.

6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD-k z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD-k w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.

7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD-k z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach:

1) istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD-k, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:

- a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD-k,
- b) określenie istotnych szczegółów naruszenia,

2) niewypłacalności drugiej Strony lub rozpoczęcia przez właściwy sąd postępowania o wykreśleniu Strony z rejestru wobec przeprowadzenia postępowania likwidacyjnego.

Prawo rozwiązania GUD-k, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD-k.

Za istotne naruszenie warunków GUD-K przez sprzedawcę uważa się w szczególności:

- a) ustalenie treści umowy kompleksowej zawieranej z URD z naruszeniem GUD-K (w szczególności WUD lub WUD-P) lub wymogów wynikających z przepisów powszechnie obowiązujących,

b) wystąpienie opóźnienia w regulowaniu wynikających z GUD-k należności POLD przekraczających 30 dni kalendarzowych.

8. POLD ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD-k, do rozwiązania GUD-k ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:

1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD-k niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD-k;

2) utraty POB_z sprzedawcy;

3) nieustanowienia, nieuzupełnienia oraz nieodnowienia przez Sprzedawcę zabezpieczeń finansowych.

9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD-k ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji POLD na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez POLD statusu operatora systemu dystrybucyjnego.

10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD-k powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD-k.

XII. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy kompleksowej rezerwowej zawarte są IRIESD i IRIESP-OIRE.

2. (usunięty)

XIII. Postępowanie w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości u Odbiorców:

1. W przypadku stwierdzenia, w wyniku wykonywania przez POLD czynności związanych z dystrybucją energii elektrycznej lub kontroli dotrzymywania przez Odbiorców warunków umowy kompleksowej w części dystrybucyjnej, niewykonywania lub nienależytego wykonywania przez Odbiorców obowiązków wynikających z zawartej pomiędzy sprzedawcą a tym Odbiorcą umowy kompleksowej, w szczególności w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości, o których mowa w pkt. 2 poniżej, POLD ma prawo wezwać Odbiorcę do niezwłocznego usunięcia wskazanej nieprawidłowości, określając termin do ich usunięcia, nie krótszy niż 7 dni, z zastrzeżeniem, że po jego bezskutecznym upływie umowa kompleksowa zostanie rozwiązana przez sprzedawcę na żądanie POLD, zgodnie z pkt. 3 poniżej.

2. POLD wezwie Odbiorcę do zaprzestania niewykonywania lub nienależytego wykonywania obowiązków wynikających z zawartej pomiędzy sprzedawcą a tym Odbiorcą umowy kompleksowej w części dystrybucyjnej, zgodnie z pkt. 1 powyżej, w szczególności w przypadku:

- a) wprowadzania do sieci POLD zakłóceń przekraczających dopuszczalne poziomy, określone zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa;
- b) utrzymywania przez Odbiorcę obiektu, własnej sieci, instalacji lub obiektów budowlanych w sposób zagrażający prawidłowemu funkcjonowaniu sieci zasilającej;
- c) uniemożliwienia upoważnionym przedstawicielom POLD dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do elementów sieci i urządzeń, będących własnością POLD, znajdujących się na terenie lub w obiekcie Odbiorcy, w celu usunięcia awarii w sieci;

- d) pobierania mocy w wysokości przekraczającej wielkość mocy przyłączeniowej;
- e) w przypadku, gdy POLD stwierdzi, że Odbiorca użytkuje źródło wytwórcze przyłączone do instalacji Odbiorcy bez uprzedniego zgłoszenia/przyłączenia do sieci POLD instalacji wytwórczej lub braku uregulowania umownego;
- f) uniemożliwiania dostępu do urządzeń POLD znajdujących się w obiekcie URD, celem przeprowadzenia kontroli, wykonania prac eksploatacyjnych, odczytu wskazań układu pomiarowo -rozliczeniowego;
- g) niedostosowania urządzeń do zmienionych parametrów sieci, o których został wcześniej poinformowany;
- h) nieposiadania aktualnej Instrukcji Współpracy Ruchowej (IWR), jeżeli obowiązek jej uzgodnienia wynika z IRiESD;
- i) pobierania energii elektrycznej niezgodnie z Taryfą POLD;
- j) z przyczyn przewidzianych przepisami prawa, w szczególności, jeżeli dalsza realizacja umowy kompleksowej naraziłaby POLD na odpowiedzialność wobec osób trzecich.

3. Sprzedawca zobowiązuje się do wypowiedzenia na żądanie POLD umowy kompleksowej dla Odbiorcy w terminie 7 dni od otrzymania przez sprzedawcę od POLD informacji o bezskutecznym upływie terminu wyznaczonego zgodnie z pkt. 1 powyżej z zachowaniem przewidzianego w umowie kompleksowej okresu wypowiedzenia, przy czym okres wypowiedzenia winien być nie dłuższy niż 30 dni.

4. Zobowiązanie do wypowiedzenia umowy kompleksowej w trybie wskazanym w pkt. 3 powyżej pozostaje niezależne od uprawnienia POLD do wstrzymania dostarczania Odbiorcy energii, zgodnie z przepisem art. 6b Ustawy.

XIV. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD-k jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z GUD-k będą rozpoznawane przez sąd zgodnie z właściwością ogólną.
3. GUD-k jest sporządzona w języku polskim.

ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI

Cześć 2 - Istotne postanowienia GUD

GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. Polenergia Dystrybucja (POLD) i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:

- 1) IRiESD,
- 2) WDB,
- 3) IRiESP-OIRE,
- 4) Taryfa Polenergia Dystrybucja,

a także akty prawa powszechnie obowiązującego.

2. IRiESD stanowi część GUD. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują POLD i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD. Jednocześnie Strony przyjmują, że POLD będzie informował o zmianach IRiESD poprzez jej niezwłoczne opublikowanie - po zatwierdzeniu – na stronie internetowej.

3. Warunkiem realizacji zobowiązań POLD wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednocześnie obowiązywanie umów:

- a. o świadczenie usług przesyłania, zawartej pomiędzy Sprzedawcą a OSP, jeżeli Sprzedawca pełni samodzielnie funkcję POB_z;
- b. o świadczenie usług dystrybucji, zawartych pomiędzy POLD a URD
- c. o świadczenie usług przesyłania, zawartej pomiędzy wskazanym przez Sprzedawcę POB_z a OSP oraz bilansowania (Umowy Bilansowania) zawartej pomiędzy Sprzedawcą a POB_z, jeżeli Sprzedawca nie pełni samodzielnie funkcji POB_z;
- d. o świadczenie „usług operatorskich”, zawartej pomiędzy POLD, a Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączona jest sieć POLD zasilająca danego URD, zwanym dalej „OSDp”, umożliwiającej bilansowanie handlowe przez Sprzedawcę URD wymienionych w Załączniku nr 1 do Umowy, w szczególności zapewniającej przekazywanie przez OSDp do Sprzedawcy oraz OSP danych pomiarowych niezbędnych do prowadzenia rozliczeń na rynku bilansującym;
- e. generalnej umowy dystrybucji, zawartej pomiędzy Sprzedawcą, a właściwym OSDp;
- f. o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy właściwym OSDp a POB_z wskazanym przez Sprzedawcę – przez wskazanie POB_z rozumie się również oznaczenie samego Sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
- g. o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy POLD a OIRE;
- h. o której mowa w art. 11zg Ustawy zawartej pomiędzy sprzedawcą a OIRE.

4. POLD wstrzymuje realizację GUD w całości lub w części, jeżeli którakolwiek z umów, o których mowa w pkt 3, nie obowiązuje lub nie jest realizowana, w zakresie w jakim nie będzie możliwa realizacja GUD bez obowiązywania lub realizacji danej umowy.

II. Przedmiot GUD:

1. Na mocy GUD POLD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz Odbiorców, w przypadku:

- a) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej POLD;
- b) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci POLD.

2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą POLD określa szczegółowe warunki świadczenia przez POLD usług dystrybucji oraz zasady współpracy POLD i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:

- 1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do OIRE umów sprzedaży;
- 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych Odbiorców i zobowiązania POLD i sprzedawcy w tym zakresie;
- 3) zasady wyłączenia z zakresu GUD tych Odbiorców, z którymi zawarte umowy sprzedaży lub umowy o świadczenie usług dystrybucji wygasły lub zostały rozwiązane;
- 4) wskazanie POB_z oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POB_z;
- 5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
- 6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej Odbiorców przez POLD;
- 7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych pomiarowych Odbiorców;
- 8) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
- 9) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. Polenergia Dystrybucja zobowiązuje się w szczególności do:

- 1. przyjmowania od OIRE powiadomień o zawartych umowach sprzedaży;
- 2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do Odbiorców w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do OIRE i przyjętymi przez POLD do realizacji umowami sprzedaży;
- 3. pozyskiwania lub wyznaczania danych pomiarowych zgodnie z IRiESD, a także ich udostępniania OIRE poprzez CSIRE zgodnie z IRiESP-OIRE oraz TSKB;
- 4. dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci POLD przez Odbiorcę posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
- 5. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej Odbiorców na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD;
- 6. niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
- 7. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE;

8. powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez publikowanie na stronie internetowej POLD,
9. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. zgłaszania do OIRE informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD, IRiESP-OIRE oraz TSKB;
2. terminowego regulowania należności wynikających z GUD;
3. informowania OIRE o zmianie POB_z lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
4. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;
5. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa, IRiESD i IRiESP-OIRE;
6. niezwłocznego przekazywania OIRE informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. zapewnienia bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej POLD przez Odbiorcę.

V. Odniesienie do IRiESD, IRiESP-OIRE, TSKB oraz Taryfy POLD w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy i OSDp przez POLD danych pomiarowych i rozliczeniowych odbywa się na zasadach określonych w IRiESP-OIRE i TSKB;
2. Dane, o których mowa w ppkt. 1 udostępnione są sprzedawcy przez OIRE poprzez CSIRE.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i POLD odbywa się poprzez CSIRE.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:

1. POLD i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
 - 1) działania siły wyższej albo z winy Odbiorcy lub osoby trzeciej, za które POLD i sprzedawca nie ponosi odpowiedzialności;
 - 2) ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej w związku z zagrożeniem życia, zdrowia, mienia lub środowiska;
 - 3) przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, przez czas i na warunkach określonych zgodnie z przepisami prawa;

- 4) ograniczenia w dostarczaniu mocy i energii elektrycznej wprowadzonymi zgodnie z Ustawą wraz z aktami wykonawczymi wydanymi do tej Ustawy;
- 5) wystąpienia zdarzeń upoważniających do ograniczenia lub wstrzymania, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji przewidzianych w Ustawie i w IRIESD;
- 6) zaprzestania, niezależnie od przyczyny, bilansowania handlowego sprzedawcy przez POB_z, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB_z na RB;
- 7) niedostępności CSIRE, w tym skutkującym brakiem możliwości przekazywania lub odbierania komunikatu zgodnie z TSKB.

2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w pkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.

3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 1.

4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej Odbiorcy posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej POLD energii wytworzonej przez tego Odbiorcę.

VIII. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygania sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD:

- 1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRIESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;
- 2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
- 3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD albo zgłoszenie wniosku o renegotiację GUD, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD.

IX. Zmiany, renegotiacje oraz wypowiedzenie GUD:

1. Zmiany GUD mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.

2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.

3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiegokolwiek z postanowień GUD stanie się nieważne.

4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegotjacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.

5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania na stronie internetowej aktualizowanej treści zmian IRiESD lub w Biuletynie URE aktualizowanej treści IRiESP-OIRE lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone POLD najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB.

Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone POLD w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD, IRiESP-OIRE lub WDB.

6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.

7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:

- a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD,
- b) określenie istotnych szczegółów naruszenia,

Prawo rozwiązania GUD, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD.

8. POLD ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD, do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:

- 1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD;
- 2) braku POB_z sprzedawcy.

9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji POLD na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez POLD statusu operatora systemu dystrybucyjnego.

10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD.

X. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej zawarte są w IRiESD i IRiESP-OIRE.

2. (usunięto)

XI. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.

2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z GUD będą rozpoznawane przez sąd zgodnie z właściwością ogólną.

3. GUD jest sporządzona w języku polskim.