

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ
Zakładu Usług Technicznych Sp. z o.o.

Data wejścia w życie 23.10.2013 - tekst jednolity 2024.03

Zawartość

Zawartość	2
I. POSTANOWIENIA OGÓLNE	5
II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ZUT Sp. z o.o. URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KONCOWYCH.	13
II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA	13
II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	23
II.2.1. Zasady odłączania.	23
II.2.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.	24
II. 3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI ORAZ URZĄDZEŃ ODBIORCÓW.	26
II.3.1. Wymagania ogólne	26
II.3.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców	27
II.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych.....	27
II.3.5. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.	31
II.3.6. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych.....	32
II.3.6.1. Wymagania ogólne	32
II.3.6.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B.	38
II.3.6.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C. Błąd! Nie zdefiniowano zakł.	
II.4. DANE PRZEKAZYWANE DO OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	39
II.4.1. Zakres danych	39
II.4.2. Dane opisujące stan istniejący.....	39
II.4.3. Dane prognozowane dla perspektywy określonej przez ZUT Sp. z o.o....	40
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI.....	42
III.1. ZASADY I STANDARDY TECHNICZNE EKSPLOATACJI	Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
III.1.1. Przepisy ogólne	42
III.1.2. Przyjmowanie urządzeń i instalacji do eksploatacji.....	43
III.1.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych	45
III.1.5. Dokumentacja techniczna i prawna	45
III.1.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych.....	46
III.1.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych.....	46
III.1.8. Ochrona środowiska naturalnego.....	47

III.1.9. Ochrona przeciwpożarowa	47
III.1.10. Planowanie prac eksploatacyjnych	47
III.1.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac	48
III.2. ZASADY DOKONYWANIA OGLEDZIN, PRZEGLĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO ORAZ KONSERWACJI I REMONTÓW	48
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	48
IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ , AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	48
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	49
IV.3. WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	49
VI.3.1. Postanowienia ogólne	49
V. WSPÓŁPRACA ZUT Sp. z o.o. z OSDp I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	63
VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	64
VI.1. OBOWIĄZKI OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	64
VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	65
VI.3. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	65
VI.4. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	65
VI.5. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	66
VI.6. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	66
VI.7. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY OPERATOROWI SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	67
VI.8. WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI	67
VII. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	67
VII.1. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	67
VII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMOŚCI ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	70
VII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	73
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	76
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE	76
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY	77
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO	77

A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY LUB UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA.....	80
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH	83
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY ZUT SP. Z O.O. (OSDN) Z PGE DYSTRYBUCJA S.A. (OSD) W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH.....	87
A.7. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ.....	89
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	97
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH.....	99
C.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO -ROZLICZENIOWYCH	99
D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH.....	106
D.1. OGÓLNE ZASADY	106
H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI REKLAMACYJNE.....	114
I. SŁOWNIK POJĘĆ i DEFINICJI.	118
I.1. OZNACZENIE SKRÓTÓW.....	118
I.2. POJĘCIA i DEFINICJE.....	119
Załącznik nr 1.	131
Załącznik nr 2.	145
Załącznik nr 3.	162
Załącznik nr 4.	164

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I. KORZYSTANIE Z SYTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1.1. Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o. jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.1.2. Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o. jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRiESD.

I.1.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:

- 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 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093),
- 3) 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),
- 4) koncesji PGE Dystrybucja S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/42D/19029/W/2/2010/BT z dnia 31 sierpnia 2010 r. wraz z późn. zmianami,
- 5) decyzji Prezesa URE nr URE DPE-4711-18(3)/19029/2010/MW z dnia 31 sierpnia 2010 r. o wyznaczeniu PGE Dystrybucja Spółka Akcyjna operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- 6) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP), 7) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2023 r., poz. 682),
- 8) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz.U. z 2022 r., poz. 1510 z późn. zmianami),
- 9) Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A., 10) zawarte w:
 - a) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r. z późn. zmianami) - EB GL,
 - b) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016 r. z późn. zmianami) - NC RfG,
 - c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016 r.) - NC DC,
 - d) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016 r.) - NC HVDC,
 - e) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017 r. z późn. zmianami) - SO GL,
 - f) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r. z późn. zmianami) - NC ER;zwanymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”,
- 11) 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),
- 12) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz. U. z 2023 r., poz. 875);
- 13) IRiESP-OIRE.

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

I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych, w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączenia urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, urządzeń odbiorców końcowych oraz linii bezpośrednich
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV,
- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jej utrzymania,
- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej
- 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi
- 10) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej,
- 11) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- 12) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.

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

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- 1) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 2) wytwórców oraz posiadaczy magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- 4) przedsiębiorstwa obrotu,
- 5) sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej,
- 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP.

I.1.8. Zgodnie z przepisami 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 oraz we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego posiadającego połączenie z siecią OSP,
- 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) zarządzanie ograniczeniami systemowymi
- g) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej
- h) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
- i) 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,
- j) współpracę z operatorem PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- k) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
- l) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania skoordynowanej sieci 110 kV,
- m) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej
- n) likwiduje awarie lub zagrożenia dla bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej,
- o) określa, rejestruje i udostępnia parametry dotyczące pracy sieci dystrybucyjnej.
- p) 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.9. Operatorzy systemów dystrybucyjnych ponoszą, na zasadach określonych obowiązującymi przepisami, odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.

I.1.10. Zgodnie z przepisami ustawy o rynku mocy oraz RRM, Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o. jest odpowiedzialny w szczególności za:

- 1) pośredni udział w procesie certyfikacji ogólnej,
- 2) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby przeprowadzania testu zdolności redukcji zapotrzebowani,
- 3) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego oraz procesu rozliczeń,
- 4) przekazywanie danych pomiarowych na potrzeby weryfikacji oświadczenia potwierdzającego dostarczanie mocy do systemu przez jednostkę rynku mocy w procesie monitorowania realizacji umów mocowych,
- 5) współpracę z OSD PGE Dystrybucja S.A. w ramach zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych,

6) przekazywanie informacji o ograniczeniach sieciowych w sieci Zakładu Usług Technicznych Sp. z o.o. i wydanych w związku z nimi poleceniach ograniczających możliwość dostarczania mocy do systemu energetycznego.

I.1.11. Operator systemu przesyłowego ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań,

I.1.12. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o.,
- 2) rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.1.13. ZUT Sp. z o.o. udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.

I.1.14. Data wejście w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub stronie tytułowej Karty aktualizacji .

I.1.15. W zależności od potrzeb, ZUT Sp. z o.o. przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymagań wynikających z przepisów prawa.

I.1.16. Zamiana IRiESD jest dokonywana poprzez wydanie nowej IRiESD albo przez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

I.1.17. Karta aktualizacji IRiESD powinna zawierać w szczególności:

- 1) przyczynę aktualizacji IRiESD,
- 2) zakres aktualizacji IRiESD,
- 3) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy..

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

I.1.18. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:

- a) ZUT Sp. z o.o. opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
- b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, ZUT Sp. z o.o. publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.

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

I.1.20. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje ZUT Sp. z o.o..

- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
- b) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględni w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
- c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
- d) publikuje na swojej stronie internetowej IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie zmian IRiESD, oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

I.1.21. IRiESD lub Kartę aktualizacji oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, ZUT Sp. z o.o publikuje na swojej stronie internetowej.

I.1.22 U Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci ZUT Sp. z o.o. lub korzystający z usług świadczonych przez ZUT Sp. z o.o. , są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i

- wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej,
- I.1.23. Odpowiedzialność ZUT Sp. z o.o. 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.1.24. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym regulowanym metodami, warunkami, wymogami i zasadami przyjętymi na podstawie Kodeksów sieci (dalej „TCM”; ang. „terms, conditions and methodologies”), stąd:
- 1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESDn, a postanowieniami TCM, ZUT Sp. z o.o. podejmie działania mające na celu wyeliminowania tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESDn,
 - 2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESDn, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci, nie stosuje się wobec tego podmiotu wymagań IRiESDn sprzecznych z tą decyzją.
- I.1.25. 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. ZUT Sp. z o.o. na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.
- I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz taryfie ZUT Sp. z o.o. zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ ZUT Sp.z o.o..

- 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. ZUT Sp. z o.o. 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 albo system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców innych niż wytwarzający energię w mikroinstalacji,
 - e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, a także podmiotom upoważnionym przez odbiorcę,

- f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energią elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
 - g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
 - h) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy
- 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. ZUT Sp. z o.o. ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji; we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
- I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
- I.3.6. Przepisy związane z przyłączeniem 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 ZUT Sp. z o.o. 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. ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
- I.4.3. ZUT Sp. z o.o. stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności ZUT Sp. z o.o. stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
 - b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
 - c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej,

- d) powiadamia ze zgodnym z obowiązującymi przepisami wyprzedzeniem, o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o.,
 - 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 ZUT Sp. z o.o.,
 - 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.
- I.4.4. ZUT Sp. z o.o. rozpatruje reklamacje otrzymane od sprzedawcy w zakresie świadczonych usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej zawartej przez odbiorcę ze sprzedawcą na zasadach i w terminach określonych w rozdziale H.
- I.4.5. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE, mogą wystąpić z wnioskiem do ZUT Sp. z o.o. o:
- 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu,
 - 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie i przepisach wydanych na jej podstawie,
 - 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy.
- I.4.6. W przypadku otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt I.4.5. ZUT Sp. z o.o.:
- 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego,
 - 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w Ustawie oraz przepisach wydanych na jej podstawie,
 - 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy o elektromobilności należący do odbiorcy końcowego, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy.
- I.4.7. ZUT Sp. z o.o., w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci ZUT Sp. z o.o. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE.
- I.4.8. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w pkt I.4.5. ppkt 1) i 3). ZUT Sp.z o.o publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z pkt I.4.5. i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu.
- I.5.1. ZUT Sp.z o.o. prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej:
- 1) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp.z o.o.
 - 2) stanowiących część sieci dystrybucyjnej ZUT Sp z o.o.,
 - 3) wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o..

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

- I.5.2. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10MW.
- I.5.3. ZUT Sp. z o.o. wpisuje magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w pkt I.5.4.
- W przypadku gdy właściciel do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w pkt I.5.1., może być więcej niż jeden Operator, wpis 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 ZUT Sp.z o.o., posiadacz tego magazynu przekazuje ZUT Sp. z o.o 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 ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. aktualizuje dane w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia.

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ZUT Sp. z o.o. URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH.

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez ZUT Sp. z o.o. albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w punkcie II.1.19.

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

- 1) pozyskanie przez podmiot od ZUT Sp. z o.o., wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wzoru wniosku o określenie warunków przyłączania mikroinstalacji (dalej „wniosek dla mikroinstalacji”),
- 2) złożenie przez podmiot do ZUT Sp. z o.o., wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez ZUT Sp. z o.o.. Wniosek składa się w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub profilem zaufanym ePUAP,
- 3) w przypadku wniosku dla mikroinstalacji, sporządza się go na piśmie utrwalonym w postaci elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym, albo w postaci papierowej opatrzonej podpisem własnoręcznym i składa się: a) z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344), w tym elektronicznej skrzynki podawczej w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2070) lub publicznej usługi rejestrowanego doręczenia elektronicznego na adres do doręczeń elektronicznych wpisany do bazy adresów elektronicznych, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 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,
b) za pośrednictwem operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1041 z późn. zm.) lub placówki pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, lub osobiście w siedzibie ZUT Sp. z o.o. – w przypadku wniosku dla mikroinstalacji sporządzonego na piśmie utrwalonym w postaci papierowej.
Wniosek dla mikroinstalacji rozpatruje się w postaci elektronicznej, w przypadku gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt a) lub gdy wniosek ten został złożony w sposób określony w ppkt b) i składający wniosek wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w postaci elektronicznej
- 4) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez ZUT Sp. z o.o. , zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,

- 5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, ZUT Sp. z o.o. niezwłocznie zwraca zaliczkę,
- 6) jeżeli złożony wniosek o określenie warunków przyłączenia, jest niezgodny z wzorem udostępnionym przez ZUT Sp. z o.o., nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku, ZUT Sp. z o.o. wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania,
- 7) w przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie, wniosek o określenie warunków przyłączenia pozostawia się bez rozpoznania, o czym ZUT Sp. z o.o. informuje wnioskodawcę,
- 8) w przypadku, gdy złożony wniosek dla mikroinstalacji jest niekompletny, nieprawidłowo wypełniony lub nie został złożony zgodnie ze wzorem określonym przez ZUT Sp. z o.o., ZUT Sp. z o.o. w terminie 7 dni kalendarzowych od daty wpływu wniosku wzywa składającego wniosek do jego uzupełnienia lub poprawienia w wyznaczonym terminie, nie krótszym jednak niż 30 dni kalendarzowych od dnia doręczenia wezwania. Nadanie w terminie uzupełnionego lub poprawionego wniosku dla mikroinstalacji w polskiej placówce pocztowej operatora wyznaczonego w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe lub w placówce pocztowej operatora świadczącego pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym albo wniesienie go za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną w postaci elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym jest równoznaczne z wniesieniem go w terminie. Wniosek dla mikroinstalacji nieuzupełniony lub niepoprawiony w terminie wyznaczonym przez ZUT Sp. z o.o. pozostawia się bez rozpatrzenia.
- 9) ZUT Sp. z o.o. na żądanie wnioskodawcy, potwierdza w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, określając w szczególności datę jego złożenia,
- 10) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:
 - a) przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
 - b) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub
 - c) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
 - d) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub
 - e) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW,
- 11) ZUT Sp. z o.o. zapewnia sporządzenie ekspertyzy, w tym także na żądanie Prezesa URE. wydanie przez ZUT Sp. z o.o. warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie, w formie pisemnej, dokumentowej lub elektronicznej,

- 12) zawarcie umowy o przyłączenie,
- 13) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
- 14) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. ZUT Sp. z o.o. zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
- 15) pozyskania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie obiektu w przypadkach, o których mowa w NC RfG,
- 16) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. urządzeń wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, sieci, urządzeń odbiorców końcowych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD) składa wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający moc przyłączeniową odpowiadającą zapotrzebowaniu przyszłej sieci w zakresie poboru energii elektrycznej na potrzeby własne. Wydanie warunków przyłączenia nie gwarantuje możliwości przyłączenia odbiorców oraz źródeł energii do takiej przyszłej sieci. Przyłączanie do takiej sieci urządzeń, instalacji, a w szczególności źródeł energii elektrycznej, odbywa się z zachowaniem zasad i koniecznych uzgodnień z OSD określonych w niniejszej IRiESD.

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD przyszłej sieci (dla której podmiot taki nie uzyskał jeszcze koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i dla której nie wyznaczono OSD), do której mają zostać przyłączone nowe źródła energii elektrycznej lub magazyny energii, należące do takiego podmiotu, może złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia uwzględniający również zakres informacji, danych i załączników odpowiadający wnioskowi o określenie warunków przyłączenia źródeł energii elektrycznej lub magazynów energii. Procedura wydania warunków przyłączenia oraz przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD. takich sieci, jest realizowana na zasadach analogicznych jak procedura przyłączania źródeł energii elektrycznej i obejmuje również obowiązek wpłacenia przez taki podmiot zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV za każdy kilowat mocy przyłączeniowej takich źródeł, na podstawie art. 7 ust. 8a Ustawy.

II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia ZUT Sp. z o.o..

II.1.6. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej zawierają co najmniej taki zakres informacji, jaki wzór wniosku ustalony przez OSP.

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

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

- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (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. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2021 r., poz. 1484, z późn. zmianami.), w przypadku budowy obiektu energetyki jądrowej, albo
 - pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydane zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2135, z późn. zmianami.), w przypadku budowy źródła w polskim obszarze morskim.
- d) inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez ZUT Sp. z o.o. zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.

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

- 1) nieruchomość, obiekt lub lokal, do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których ma być odbierana,
- 2) miejsce rozgraniczenia własności sieci ZUT Sp. z o.o. i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego
- 3) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- 4) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 5) moc przyłączeniową,
- 6) rodzaj połączenia z siecią dystrybucyjną ZUT Sp. z o.o. instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 7) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 9) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej
- 10) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 11) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego w tym m.in. transmisji danych pomiarowych,
- 12) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- 13) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;

- 14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 15) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - c) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - d) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
- 16) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 17) możliwość dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych

II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa ZUT Sp. z o.o.

II.1.10. Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o. 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 grupy 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 lub magazyn energii;
- 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 lub magazyn energii;
- 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do II grupy przyłączeniowej.

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone w pkt 4) i 5) liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

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

W szczególnie uzasadnionych przypadkach ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Wnioskodawca może zrezygnować z realizacji warunków przyłączenia przed upływem terminu ważności warunków przyłączenia, o czym wnioskodawca

informuje ZUT Sp. z o.o. W przypadku rezygnacji z warunków przyłączenia tracą one ważność z dniem poinformowania ZUT Sp. z o.o. o rezygnacji z ich realizacji.

- II.1.12. Wraz z określonymi przez ZUT Sp. z o.o. warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. Warunki przyłączenia dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV, wymagają uzgodnienia z OSP.

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 (zwanymi dalej „OSDn”), przed określeniem warunków przyłączenia dla:

- 1) podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej,
- 2) wytwórców, z wyłączeniem zaliczanych do VI grupy przyłączeniowej, uzgadniają je z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci są przyłączeni.

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

- II.1.14. ZUT Sp. z o.o. wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w p. II.1.13.

- II.1.15. ZUT Sp. z o.o przed określeniem warunków przyłączenia o których mowa w pkt. II.1.13 uzgadnia je z PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów. Jeżeli warunki przyłączenia, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z OSP lub innym OSD, uzgodnień dokonuje OSD PGE Dystrybucja Rzeszów.

- II.1.16. Uzgodnienie, o którym mowa w p. II.1.15 obejmuje:

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

- II.1.17. Uzgodnienie, o którym mowa w p. II.1.15 jest realizowane po przekazaniu przez ZUT Sp. z o.o do OSD PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

- 1) kopią wniosku podmiotu do operatora systemu dystrybucyjnego o określenia warunków przyłączenia,
- 2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.

- II.1.18. W przypadku, gdy ZUT Sp. z o.o 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, ZUT Sp. z o.o. określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

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

- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, ZUT Sp. z o.o. wydaje warunki przyłączenia;
- 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, ZUT Sp. z o.o. odmawia wydania warunków przyłączenia.

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

II.1.20. W przypadku, gdy ZUT Sp. z o.o. odmówi przyłączenia do sieci dystrybucyjnej z braku ekonomicznych warunków przyłączenia, o których mowa w ustawie Prawo Energetyczne, za przyłączenie do sieci ZUT Sp. z o.o. może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci - zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne.

II.1.21. W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego do ZUT Sp. z o.o., po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. ZUT Sp. z o.o. potwierdza złożenie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, odnotowując datę jego złożenia. Do zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji stosuje się zapisy pkt II.1.2. ppkt 3) W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci.

Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi ZUT Sp. z o.o. Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy oraz niniejszej IRiESD, w szczególności załącznika nr 1. ZUT Sp. z o.o. publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o.

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

II.1.22. Zgłoszenie, o którym mowa w punkcie II.1.21., zawiera w szczególności:

- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, dane osoby upoważnionej 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
- 7) 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,

- 8) planowany termin przyłączenia,
 - 9) potwierdzenie spełnienia wymagań dotyczących wymaganych certyfikatów.
- II.1.23. Wytwórca, o którym mowa w pkt II.1.22., lub Reprezentant prosumentów, o którym mowa w pkt II.1.41. i II.1.42., informuje ZUT Sp. z o.o. 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 w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.
- II.1.24. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.23. informuje ZUT Sp. z o.o. o:
- 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;
 - 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.
- II.1.25. Zapisów pkt II.1.23. i II.1.24. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytwarzających energię z biogazu rolniczego niebędących Prosumentami, Prosumentami zbiorowymi lub Prosumentami wirtualnymi.
- II.1.26. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o., pisemnie informuje ZUT Sp. z o.o. o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.
- II.1.27. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez ZUT Sp. z o.o. realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.28. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. powinna zawierać co najmniej:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - 3) termin realizacji przyłączenia,
 - 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
 - 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci ZUT Sp. z o.o. i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) warunki udostępnienia ZUT Sp. z o.o. nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - 9) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - 10) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - 11) moc przyłączeniową,
 - 12) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z ZUT Sp. z o.o.

- 13) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- 14) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.29. ZUT Sp. z o.o ma prawo do kontroli spełniania, przez przyłączane oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych.
- II.1.30. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w p. II.1.29, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.31. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. urządzenia, instalacje, sieci i jednostki wytwórcze określają punkty II.3. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.32. Podmioty zaliczane do III 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. V.7. Podlegającą uzgodnieniu z ZUT Sp. z o.o. przed przyłączeniem do sieci
- II.1.33. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.34. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. , wskazane przez ZUT Sp. z o.o. podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują do ZUT Sp. z o.o. dane określone w Art. 16 ust. 3 a Prawo energetyczne.
- II.1.35. OSD uczestniczy w aktualizacji danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych i farm wiatrowych przyłączonych do KSE o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej (dalej „Centralny rejestr jednostek wytwórczych”), zgodnie z zapisami IRiESP.
- II.1.36. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej oraz poniżej 50 MW dokonują zgłoszeń nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem OSD.
- II.1.37. Wytwórcy posiadający JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, zobowiązani są dokonać zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych bezpośrednio do OSP, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do ZUT Sp. z o.o.
- II.1.38. W przypadku wytwórców posiadających JWCD, JWCK lub farmy wiatrowe o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączone do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o., obowiązkiem wytwórcy jest informowanie ZUT Sp. z o.o. o zgłoszeniu do zarejestrowania mocy osiągalnej i zainstalowanej lub o zgłoszeniu zmiany danych w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych. Informowanie ZUT Sp z o.o. odbywa się poprzez przesłanie do kopii zgłoszenia, o którym mowa w pkt II.1.37.
- II.1.39. Prosument zbiorowy lub Prosument wirtualny może przypisać do jednego PPE, w którym pobiera energię elektryczną, moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnych źródeł energii, która nie przekracza mocy umownej ustalonej dla tego punktu poboru energii, nie większą niż 50 kW.
- II.1.40. Moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w pkt II.1.39., ustala się na podstawie:
- 1) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego;
 - 2) udziału w mocy zainstalowanej elektrycznej przysługującej: a) Prosumentowi zbiorowemu lub b) Prosumentowi wirtualnemu.

- II.1.41. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, informuje ZUT Sp. z o.o., do sieci którego ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie jej przyłączenia, lokalizacji przyłączenia, rodzaju odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci ZUT Sp. z o.o., zgodnie z zasadami określonymi w pkt II.1.19. dotyczącymi zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji. W przypadku mikroinstalacji wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego, jej przyłączenie w trybie opisanym w zdaniu pierwszym może zostać zrealizowane jedynie, jeżeli w miejscu przyłączenia tej mikroinstalacji istnieje już przyłączy do sieci dystrybucyjnej i moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego przyłącza.
- II.1.42. Reprezentant prosumentów, działając w imieniu i na rzecz Prosumentów zbiorowych lub Prosumentów wirtualnych, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia i zawiera z ZUT Sp. z o.o., umowę o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w tym umowę o przyłączenie do sieci mikroinstalacji - jeżeli nie jest możliwe zastosowanie do mikroinstalacji procedury określonej w pkt II.1.41.
- II.1.43. Zapisy pkt II.1.41. oraz II.1.42. stosuje się również w przypadku, gdy właścicielem lub zarządcą mikroinstalacji lub małej instalacji wykorzystywanych przez Prosumenta zbiorowego lub instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystywanej przez Prosumenta wirtualnego jest podmiot niebędący tym Prosumentem zbiorowym lub Prosumentem wirtualnym.
- II.1.44. Reprezentant prosumentów przekazuje ZUT Sp. z o.o., do sieci którego przyłączana jest instalacja odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej z tej instalacji, zgłoszenie instalacji odnawialnego źródła energii zawierające informację o:
- 1) przysługującym Prosumentom zbiorowym lub Prosumentom wirtualnym udziale, wyrażonym w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz o maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, wyrażonej w jednostkach mocy, której ten udział odpowiada;
 - 2) adresach oraz kodach PPE poszczególnych Prosumentów wirtualnych lub Prosumentów zbiorowych;
 - 3) zasadach zarządzania instalacją odnawialnego źródła energii oraz zasadach odpowiedzialności za bezpieczeństwo funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty instalacji odnawialnego źródła energii;
 - 4) danych kontaktowych Reprezentanta prosumentów;
 - 5) w przypadku Prosumenta wirtualnego, o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe instalacji odnawialnego źródła energii.
- II.1.45. Reprezentant prosumentów przekazuje ZUT Sp. z o.o., zgłoszenie o każdej zmianie informacji, o których mowa w pkt II.1.44., w terminie 14 dni od dnia zmiany informacji. ZUT Sp. z o.o., uwzględni zgłoszoną zmianę w terminie 14 dni od doręczenia kompletnego zgłoszenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

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

II.2.1. Zasady odłączania.

- II.2.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. , określone w niniejszym rozdziale obowiązują ZUT Sp. z o.o. oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.2.1.2. ZUT Sp. z o.o. odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej:
- a) w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - b) w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.2.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - b) przyczynę odłączenia,
 - c) proponowany termin odłączenia.
- II.2.1.4. ZUT Sp. z o.o. ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez ZUT Sp. z o.o. o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia, chyba że strony ustalą inaczej (wymagana forma pisemna). W ww. zawiadomieniu ZUT Sp. z o.o. informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w p. II.2.1.9.
- II.2.1.5. ZUT Sp. z o.o. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. , uzgadnia z ZUT Sp. z o.o. tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.2.1.6. ZUT Sp. z o.o. uzgadnia z PGE Dystrybucja S.A Oddział Rzeszów tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.2.1.7. ZUT Sp. z o.o. uzgadnia z PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów odłączenie podmiotów o których mowa w p.II.1.13.
- II.2.1.8. W niezbędnych przypadkach ZUT Sp. z o.o. zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. , określające w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - b) termin odłączenia,
 - c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony operatora systemu dystrybucyjnego 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.2.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. odbywa się na zasadach określonych w p.II.1.

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

II.2.2.1. ZUT Sp. z o.o może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom

przyłączonym do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w pkt. II.1.29, ZUT Sp. z o.o. stwierdzi, że:

- a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
- b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej.
lub też w przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.

II.2.2.2. ZUT Sp. z o.o. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych po upływie terminu płatności.

II.2.2.3. ZUT Sp. z o.o. na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli według oświadczenia sprzedawcy, odbiorca Operator Systemu Dystrybucyjnego zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni kalendarzowych 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 ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania tego powiadomienia. Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, informuje również, że wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia tego odbiorcy, a także informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w pkt II.3.2.17. 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. ZUT Sp. z o.o. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy podmiot nie dostosował urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia zasilania, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie.

II.2.2.6. ZUT Sp. z o.o. jest obowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.2.2.1., II.2.2.2., II.2.2.3. oraz II.2.2.5., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania. ZUT Sp. z o.o. wznowia dostarczanie energii elektrycznej niezwłocznie po otrzymaniu od sprzedawcy wniosku o wznowienie, jeżeli wstrzymanie nastąpiło na żądanie sprzedawcy. ZUT Sp. z o.o. wstrzymuje i wznowia dostarczanie energii elektrycznej również przy wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i LSPR zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w LSPR. ZUT Sp. z o.o. wstrzymuje i wznowia dostarczanie energii elektrycznej również przy

wykorzystaniu liczników zdalnego odczytu i LSPR zgodnie z poleceniami inicjowanymi bezpośrednio w LSPR.

II.2.2.7. Przepisów pkt. II.2.2.2. i pkt. II.2.2.3. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

Realizacja przez ZUT Sp. z o.o. wstrzymania dostarczania energii elektrycznej w przypadku, o którym mowa w pkt. II.2.2.3. oraz w przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, może ulec opóźnieniu bez ponoszenia przez ZUT Sp. z o.o. odpowiedzialności z tego tytułu, w przypadku otrzymania przez ZUT Sp. z o.o. 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) – ZUT Sp. z o.o. 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, ZUT Sp. z o.o. zawiadamia niezwłocznie o powyższym sprzedawcę, wraz z podaniem przyczyny.

II.2.2.8. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uwzględniło reklamacji Prosumenta, Prosumenta zbiorowego oraz Prosumenta wirtualnego będącego konsumentem, prosument ten może wystąpić, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, do Koordynatora, z wnioskiem o pozasądowe rozwiązanie sporu w tym zakresie.

II.2.2.9. W przypadku wystąpienia:

- a) masowych awarii sieci elektroenergetycznych,
 - b) przerw katastrofalnych powodujących ograniczenia techniczne i organizacyjne,
 - c) konieczność wykonania wyłączeń planowych
 - d) braku technicznych możliwości wstrzymania dostarczania energii,
- termin, o którym mowa w pkt. II.3.2.12. może ulec wydłużeniu.

II.2.2.10. ZUT Sp. z o.o. . powiadamia sprzedawcę o wstrzymaniu lub wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, w terminie do trzech dni roboczych od dokonania wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.11. 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 ZUT Sp. z o.o., ZUT Sp. z o.o 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.2.2.12. Wymiana informacji o których mowa w pkt II.2.2., między ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem systemów informatycznych, o których mowa w pkt A.9.1.. W przypadku wystąpienia trudności technicznych w funkcjonowaniu systemu informatycznego, o którym mowa w pkt. A.9.1., uniemożliwiających przekazywanie informacji, o których mowa w pkt. II.2.2., dopuszcza się wymianę tych informacji za pośrednictwem dedykowanego adresu poczty elektronicznej. ZUT Sp. z o.o. poinformuje Sprzedawcę o gotowości do wymiany informacji za pośrednictwem przedmiotowych systemów informatycznych oraz jej zakresie na 90 dni przed planowanym uruchomieniem wymiany z wykorzystaniem systemów. Wymiana informacji o których mowa w pkt II.3.2., między PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem systemów informatycznych, o których mowa w pkt A.9.1..

II. 3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI ORAZ URZĄDZEŃ ODBIORCÓW.

II.3.1. Wymagania ogólne

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

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

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

II.3.1.3. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub p.VII.2., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w p.VII. niniejszej IRiESD.

II.3.1.4. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci , funkcjonowania oraz zapewniania bezpieczeństwa pracy urządzeń, instalacji i sieci określają przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r., z późn. zm., zwane dalej „rozporządzeniem 2019/943”), przepisy wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, postanowienia TCM przyjętych na podstawie rozporządzeń Komisji Europejskiej wydanych na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943, załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego oraz niniejsza IRiESD

II.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 ZUT Sp. z o.o. .

II.3.2.2. ZUT Sp. z o.o. określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN., przy czym dla bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej są obliczane przez ZUT Sp. z o.o. w uzgodnieniu z PGE Dystrybucja Oddział Rzeszów.

II.3.2.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci nN określone są w pkt.II.3.4.

II.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

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

II.3.3.2. 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) 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 pkt. II.3.4.

II.3.4. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

- II.3.4.1. Wymagania ogólne .
- II.3.4.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń EAZ w obiektach budowanych i modernizowanych.
- II.3.4.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez ZUT Sp. z o.o. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzone przez ZUT Sp. z o.o. 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.3.4.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- II.3.4.1.4. ZUT Sp. z o.o. określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.3.4.1.5. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.3.4.1.6. Nastawy EAZ, powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączenia zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. 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 zadaniami. 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.3.4.1.7. 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.3.4.1.8. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.3.4.1.9. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.
- II.3.4.1.10. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.
- II.3.4.1.11. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.
- II.3.4.1.12. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.3.4.1.13. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego

wystąpieniu aż do wyłączenia. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.

II.3.4.2. Wymagania dla transformatorów

II.3.4.2.1. 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-przepływowe przełącznika zaczeów.

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

II.3.4.3. Wymagania dla linii SN

II.3.4.3.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

- 1) od skutków zwarcí międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove,
- 2) od skutków zwarcí 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 wyłączenia 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,

II.3.4.3.2 Pola linii współpracujące z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarcí 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 zwarcí 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 wyłączenia 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.3.4.4. Wymagania dla baterii do kompensacji mocy biernej.

II.3.4.4.1. 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 harmoniczných,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
- 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
- 4) zabezpieczenie nadnapięciowe

II.3.4.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ.

II.3.4.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.3.4.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.3.4.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

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

II.3.4.5.4. ZUT Sp. z o.o. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.

II.3.4.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z ZUT Sp. z o.o. lub przez niego ustalone.

II.3.4.5.6. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.3.4.5.7. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.3.4.5.8. 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.3.4.5.9. 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.3.4.5.10. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
 - 2) nad- i podnapięciowe,
 - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
 - 4) ziemnozwarciowe.
- II.3.4.5.11. 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.3.4.5.12. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.3.4.5.13. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z wyżej wymienionymi punktami., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- II.3.4.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ.
- II.3.4.6.1. ZUT Sp. z o.o. 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.3.4.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego ZUT Sp. z o.o., a tym samym utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z ZUT Sp. z o.o. w szczególności podmiotom tym zabrania się:
- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
 - 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
 - 3) zmian nastaw i sposobu działania
- II.3.4.6.3. ZUT Sp. z o.o. 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.3.4.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- II.3.4.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. podlegają im również urządzenia EAZ.

II.3.5. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

- II.3.5.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.3.5.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

- a) Obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
 - b) Obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
 - c) Systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
 - d) Połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
 - e) Należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu rzeczywistego. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji.
- II.3.5.5. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:
- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
 - b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizacją zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.
 - c) Telemetrię:
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.3.3.6. Urządzenia telemechaniki winne być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.
- II.3.5.7. Urządzenia telemechaniki obiektowej winne być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 6 godz.

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

II.3.6.1. Wymagania ogólne

II.3.6.1.1 Wymagania techniczne dla układów pomiarowo – rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie Instrukcji skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy,
- c) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa rozdzielenia umów kompleksowych i świadczenia usług na podstawie dwóch odrębnych umów sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu. Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać po raz pierwszy z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Ustawy Prawo o miarach z dnia 4 listopada 2004r, aktów wykonawczych do ustawy Prawo o miarach oraz w IRiESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością ZUT Sp. z o.o., powinien spełniać powyższe wymagania przed dokonaniem przez Sprzedawcę zgłoszenia o którym mowa w pkt. D.2.1 lub rozdzielenia umowy kompleksowej. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością ZUT Sp. z o.o. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy lub dzień rozdzielenia umowy kompleksowych, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G.1. niniejszej IRiESD, dla których ZUT Sp. z o.o. może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

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

II.3.6.1.2. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz liczniki trójsystemowe

II.3.6.1.3. Półpośrednie układy pomiarowe i pośrednie układy pomiarowe 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 do rozliczeń za energię elektryczną, za usługi dystrybucji energii elektrycznej lub za usługi systemowe instaluje się:
 - a) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów – w przypadku ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV,
 - b) po stronie 110 kV transformatorów 110 kV/SN lub w polach liniowych 110 kV, stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci – w przypadku innych podmiotów przyłączonych do sieci 110 kV,

- c) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe,
 - d) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej oraz na zaciskach wejściowych lub wyjściowych magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,
 - e) po stronie napięcia sieci, do której dany podmiot jest przyłączony – w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,
 - f) w miejscu przyłączenia ogólnodostępnej stacji ładowania do sieci dystrybucyjnej,
 - g) w miejscu przyłączenia punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego oraz w budynku mieszkalnym wielorodzinnym – w przypadku, gdy odbiorca końcowy posiada tytuł prawny do lokalu, w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku oraz zgodę zarządcy nieruchomości lub zarządu wspólnoty lub spółdzielni, lub osoby sprawującej zarząd nad nieruchomością na instalację punktu ładowania,
 - h) w przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej lub instalacji odnawialnego źródła energii niebędącej mikroinstalacją, lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, w miejscu przyłączenia odpowiednio magazynu energii elektrycznej do: jednostki wytwórczej lub - instalacji odnawialnego źródła energii, lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii; jako miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej należy rozumieć zaciski wejściowe lub wyjściowe magazynów energii elektrycznej;
- 2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej instaluje się:
- a) w polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,
 - b) w polach liniowych 110 kV linii stanowiących połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD,
 - c) w miejscach połączenia między sieciami dystrybucyjnymi OSD na napięciu SN i nN;
- 3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii instaluje się:
- a) w przypadku wytwórców, dla których jest wymagane potwierdzenie przez ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. transformujących napięcie SN/nN,
 - c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne ZUT Sp. z o.o. , w stacjach elektroenergetycznych NN/110 kV, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez ZUT Sp. z o.o. od OSP, w celu zasilania potrzeb własnych ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. , w uzasadnionych technicznie przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych po stronie niskiego napięcia transformatora SN/nN, dla układów pomiarowo-rozliczeniowych u odbiorców kategorii B2 i B1, o ile moc przyłączeniowa jest nie większa niż 200 kW.

Zgoda ZUT Sp. z o.o. uwarunkowana jest akceptacją przez podmiot przyłączony 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 PGE Dystrybucja S.A., będące Uczestnikami Rynku Bilansującego, instalują układy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z wymaganiami określonymi w IRiESP.

II.3.6.1.6. ZUT Sp. z o.o. wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z uwzględnieniem uregulowań prawnych i postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do OSP oraz zabezpieczenia przed ich utratą.

II.3.6.1.7. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli na 6 kategorii:

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

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

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

II.3.6.1.8. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia
- b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW,

- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profilu obciążenia – dla pomiaru na zaciskach napięcia przemiennego źródła wytwórczego, w celu potwierdzania ilości energii wytworzonej.

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

Wymagania co do szybkości, częstości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa ZUT Sp. z o.o.

II.3.6.1.10. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A i B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego. Dla układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii A wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych.

II.3.6.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa ZUT Sp. z o.o., w warunkach przyłączenia. Dodatkowo, informacja o miejscu zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być zawarta w umowie dystrybucyjnej albo w umowie kompleksowej.

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

W przypadku podmiotów zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, podmiot ten odpowiada za przygotowanie miejsca do 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 strony pierwotnej przekładników prądowych winien być dostosowany do mocy umownej i mocy przyłączeniowej, tak aby prądy pierwotne, wynikające z mocy umownej i mocy przyłączeniowej mieściły 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 P ZUT Sp. z o.o., 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. W przypadku przekładników, których parametry znamionowe umożliwiają obciążenie strony wtórnej w innym zakresie, obciążenie strony wtórnej należy dobierać do znamionowego zakresu obciążalności przekładników.

- II.3.6.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i analizatorami jakości energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się dociążenie przekładników prądowych i napięciowych atestowanymi rezystorami dociążającymi przystosowanych do plombowania.
- II.3.6.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5 .
- 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 w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewnić zabezpieczenie przed zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencję powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.3.6.1.16. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.3.6.1.7., następuje na wniosek odbiorcy lub ZUT Sp. z o.o. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.3.6.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, ZUT Sp. z o.o. może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- II.3.6.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub ZUT Sp. z o.o.
- II.3.6.1.19. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.3.6.1.20. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego na swój koszt i swoim staraniem demontuje wskazany element układu pomiarowego w obecności przedstawiciela ZUT Sp. z o.o.
- II.3.6.1.21. ZUT Sp. z o.o. przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż ZUT Sp. z o.o. , to podmiot ten ma obowiązek przekazać ZUT Sp. z o.o. 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
- II.3.6.1.23. ZUT Sp. z o.o. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu
- II.3.6.1.24. Jeżeli ZUT Sp. z o.o. nie jest właścicielem układu pomiarowego, ZUT Sp. z o.o. zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w

terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt II.3.6.1.25

- II.3.6.1.25. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego układu pomiarowego. ZUT Sp. z o.o. umożliwi 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. Na czas niesprawności elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres trwania niesprawności elementu układu pomiarowego, ZUT Sp. z o.o. może odpłatnie użyć zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej instrukcji.
- 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.3.6.1.26., a ZUT Sp. z o.o. 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 prawidłowego działania 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, ZUT Sp. z o.o. wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.3.6.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. 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 pomiaroworozliczeniowym 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 pomiarowo-rozliczeniowym, mają klasę dokładności nie gorszą niż 0,2,

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

II.3.6.3.2. 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.3.6.3.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych określone w IRiESD dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych lub modernizowanych objętych postępowaniami przetargowymi wszczętymi po dniu wejścia w życie rozporządzenia pomiarowego.

II.4. DANE PRZEKAZYWANE DO OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.4.1. Zakres danych

II.4.1.1. Dane przekazywane do ZUT Sp. Z o.o. przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:

a) dane opisujące stan istniejący,

b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego,

c) dane pomiarowe.

II.4.2. Dane opisujące stan istniejący

II.4.2.1. Wytwórcy przekazują do ZUT Sp. z o.o. następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

a) schematy główne układów elektrycznych,

b) dane jednostek wytwórczych,

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

d) moc osiągalną,

e) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych.

II.4.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do ZUT Sp. z o.o. następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

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

b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,

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

II.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) ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami,
- g) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- h) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
- i) układ normalny pracy.

II.4.2.4. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

II.4.2.5. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- c) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem $X'd$ generatora,
- d) maksymalną wartość siły elektromotorycznej $E'max$ podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- e) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- f) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- g) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- h) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- i) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- j) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- k) moc czynną potrzeb własnych,
- l) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- m) maksymalną generowaną moc czynną,
- n) minimalną generowaną moc czynną,
- o) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- p) statyzm turbiny,
- q) reaktancję podprześciową generatora w osi d i q w jednostkach względnych,
- r) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.4.2.6. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z ZUT Sp. z o.o..

II.4.3. Dane prognozowane dla perspektywy określonej przez ZUT Sp. z o.o.

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 jednostkach wytwórczych,
 - b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
 - c) informacje o zawarciu kontraktów na zakup energii elektrycznej,
 - d) informacje o projektach zarządzania popytem,
 - e) inne dane w zakresie uzgodnionym przez ZUT Sp. z o.o. i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o..
- II.4.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w p.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) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
 - e) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
 - f) przewidywane nakłady inwestycyjne na modernizację lub budowę nowych jednostek wytwórczych,
 - 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. Odbiorcy wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego 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. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w p.II.4.3.1, obejmują:
- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.4.3.5. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z ZUT Sp. z o.o..

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. Przepisy ogólne

- III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. 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:
- niezawodności współdziałania z siecią,
 - bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
 - 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 ZUT Sp. z o.o. obejmują zagadnienia związane z:
- przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
 - prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
 - przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - dokonywaniem uzgodnień z OSDp i OSDn przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - 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. 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 ZUT Sp. z o.o., 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 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.
- III.1.6. Podmioty zaliczone do II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączone bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję ruchu i eksploatacji posiadanych urządzeń, instalacji i sieci, która powinna uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- III.1.7. Utrzymanie sieci dystrybucyjnej w należyтым stanie technicznym jest zapewniane między innymi przez poddanie sieci oględzinom, przeglądowi, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym.

III.2. Przyjmowanie urządzeń i instalacji do eksploatacji

III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków zawartych w punktach II.1, II.3, 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 muszą posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

III.2.2. Jednostki wytwórcze, oraz inne urządzenia określone przez ZUT 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 p.III.1.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, ZUT Sp. z o.o. i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

III.2.4. Właściciel urządzeń w uzgodnieniu z ZUT Sp. z o.o. dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

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

III.2.5. Wymagania dla obiektów istotnych z punktu widzenia planu obrony systemu lub planu odbudowy

III.2.5.1. Wymagania techniczne dla:

- 1) obiektów istotnych dla planu obrony systemu lub planu odbudowy, tj. jednostek wytwórczych:
 - a) o mocy 50 MW lub wyższej, do których nie mają zastosowania wymagania określone w NC RfG;
 - b) będących modułami wytwarzania energii typu C i D, do których mają zastosowanie wymagania określone w NC RfG;
- 2) dostawców usług w zakresie odbudowy, podlegają uzgodnieniu z OSP i zatwierdzeniu przez Prezesa URE (TCM opracowany na podstawie NC ER).
TCM, opracowany na podstawie NC ER, jest udostępniany przez OSP znaczącym użytkownikom sieci („SGU”) i dostawcom usług w zakresie odbudowy, w zakresie ich dotyczącym.

III.2.5.2. Służby dyspozytorskie lub ruchowe SGU i dostawców usług w zakresie odbudowy powinny być wyposażone w systemy łączności głosowej posiadające zdolność do realizacji łączności głosowej z centrum dyspozytorskim PGE Dystrybucja S.A. System realizacji tej łączności głosowej powinien spełniać wymagania techniczne, opracowane przez OSP na podstawie NC ER i publikowane na stronie internetowej OSP, zapewniające komunikację przez co najmniej 24 godziny po wystąpieniu stanu zaniku napięcia na rozdzielni zasilającej potrzeby własne obiektu będącego w posiadaniu SGU lub dostawcy usług w zakresie odbudowy.

III.2.5.3. SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy może powierzyć sterowanie swoim obiektem innemu podmiotowi posiadającemu zdolność do realizacji łączności głosowej, spełniającej wymagania, o których mowa w pkt III.2.5.2. i w takim przypadku SGU i dostawca usług w zakresie odbudowy odpowiedzialny jest za działania i zaniechania tego innego podmiotu, któremu powierzył sterowanie obiektem, jak za własne działania lub zaniechanie.

III.2.5.4. Obiekty istotne dla planu odbudowy, w szczególności rozdzielnie, o których mowa w pkt III.2.5.5 i III.2.5.6., wyszczególnione w wykazie opracowanym przez OSP zgodnie z

NC ER i stanowiącym element planu odbudowy, podlegający zgłoszeniu Prezesowi URE przez OSP, zgodnie z NC ER. Wykaz ten jest aktualizowany przez OSP podczas cyklicznego przeglądu planu odbudowy, prowadzanego zgodnie z NC ER.

III.2.5.5. Rozdzielnie planowane do przyłączenia do sieci 220 i 110 kV PGE Dystrybucja S.A. uznaje się za obiekty istotne dla planu odbudowy.

Po przeprowadzeniu testów odbiorowych takiej rozdzielni podlega ona zgłoszeniu przez jej właściciela do OSP: 1) przez PGE Dystrybucja S.A. - w przypadku rozdzielni przyłączanych do sieci PGE Dystrybucja S.A.;

2) przez OSDn za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami pkt V.3. - w przypadku rozdzielni nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową lub z siecią PGE Dystrybucja S.A.

OSP uwzględni rozdzielnię w wykazie, o którym mowa w pkt III 2.5.4. Po dokonaniu przez OSP zgłoszenia Prezesowi URE zmian w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu, OSP informuje PGE Dystrybucja S.A. o aktualizacji tego wykazu, a OSDp ten informuje właściciela rozdzielni przyłączonej do jego sieci o wprowadzeniu jej do wykazu. W przypadku, o którym mowa w pkt 2), PGE Dystrybucja S.A. informuje właściwego OSDn ze względu na miejsce przyłączenia rozdzielni, a operator ten informuje właściciela rozdzielni o wprowadzeniu jej do wykazu.

III.2.5.6. Rozdzielnia istniejąca, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy większej niż 10 MW i mniejszej niż 50 MW, powinna zostać, przy udziale OSP, poddana ocenie PGE Dystrybucja S.A., pod kątem jej znaczenia dla planu odbudowy. W przypadku uznania jej za obiekt istotny dla planu odbudowy, właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt III.2.5.5. Rozdzielnię istniejącą, do której planowane jest przyłączenie jednostki wytwórczej będącej modułem wytwarzania energii typu D o mocy 50 MW lub wyższej, uznaje się za istotną dla planu odbudowy. Właściciel rozdzielni dokonuje jej zgłoszenia do OSP w sposób określony w pkt III.2.5.5. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy, OSP uwzględni w wykazie o którym mowa w pkt III.2.5.4 i zgłasza Prezesowi URE zmiany w planie odbudowy w zakresie aktualizacji wykazu.

Odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn, informuje właściciela rozdzielni istniejącej, o wprowadzeniu jego obiektu do wykazu i konieczności dostosowania go do wymogów technicznych w okresie do 5 lat od daty zgłoszenia Prezesowi URE.

III.2.5.7. Rozdzielnie uznane za istotne dla planu odbudowy powinny posiadać autonomiczne zasilanie rezerwowe, zapewniające prawidłowe jej działanie przez co najmniej 24 godziny, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tej rozdzielni.

III.2.5.8. Podstawowe wymagania techniczne dla rozdzielni istotnych dla planu odbudowy, po zaniku zasilania podstawowego potrzeb własnych tych rozdzielni, obejmują w szczególności zdolność do:

- 1) sterowania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, wyłącznikami w: a) rozdzielni 220 i 110 kV;
- b) w polach SN potrzeb własnych stacji i pola sprzęgła zapewniających podanie napięcia do rozdzielni potrzeb własnych i prawidłowe funkcjonowanie rozdzielni, między innymi w zakresie sterowalności i obserwowalności obiektu; w zakresie wykonywania co najmniej trzech operacji łączeniowych „wyłącz załącz”;
- 2) wykonania zdalnego lub przez stałą obsługę obiektu, co najmniej jednej operacji łączeniowej „wyłącz”, wszystkimi wyłącznikami w polach liniowych SN;
- 3) podania napięcia zdalnie lub przez stałą obsługę obiektu, od strony WN do pola potrzeb własnych SN;
- 4) przesyłania sygnałów sterowania oraz danych pomiarowych pomiędzy przedmiotową rozdzielnią, a centrami dyspozytorskimi PGE Dystrybucja S.A., właściwego OSDn. Właściwy OSDn przesyła on-line za pomocą telemechaniki do OSDp stany łączników 110 kV z przedmiotowych rozdzielni;
- 5) realizacji łączności głosowej pomiędzy rozdzielnią a centrami dyspozytorskim PGE Dystrybucja S.A., właściwego OSDn.

III.2.5.9. Jeżeli rozdzielnia ujęta w wykazie, o którym mowa w pkt III.2.5.4, korzysta z infrastruktury zewnętrznej innych obiektów, to obiekty te, w zakresie obsługującym rozdzielnię ujętą w tym wykazie, powinny zapewniać podtrzymanie zdolności telekomunikacyjnych i sterowniczych przez co najmniej 24 godziny po zaniku zasilania podstawowego tych obiektów.

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

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

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

III.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych

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

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

III.4.3. ZUT 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.

III.5.2. 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.5.3. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób,
- b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- c) 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,
- 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.5.4. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest ustalana 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) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- d) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- e) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- f) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- g) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
- h) wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
- i) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- j) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
- k) wymagania związane z ochroną środowiska.
- l) opis i schemat normalnego układu pracy

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

- a) decyzję o warunkach zabudowy – jeżeli jest wymagana,
- b) stan prawno-własnościowy nieruchomości,
- c) pozwolenie na budowę,
- d) prawo do użytkowania – jeżeli jest wymagane.

III.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

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

III.6.2. W przypadku powierzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego 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 ZUT Sp. z

- o.o. informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.
- III.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:
- a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
 - b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
 - c) wyniki 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 p.III.1.7.2, 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 ZUT Sp. z o.o stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej spory rozstrzyga ZUT Sp. z o.o..
- III.7.6. ZUT Sp. z o.o. sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

III.8. Ochrona środowiska naturalnego

- III.8.1. ZUT Sp. z o.o. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.
- III.8.2. ZUT Sp. z o.o. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne wpływające na ograniczenie zagrożenia środowiska naturalnego wywołanego pracą urządzeń elektrycznych.
- III.8.3. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska przy utylizacji substancji szkodliwych wykorzystywanych w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej oraz zgodną z przepisami ochrony środowiska wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej.
- III.8.4. Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

III.9. Ochrona przeciwpożarowa

- III.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.
- III.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

III.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

- III.10.1. ZUT 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) konserwacje i remonty,
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych ZUT 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 przyłączone do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. , uzgadniają z ZUT Sp. z o.o. prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ustalonego przez ZUT Sp. z o.o. w rozdziale VI.5.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do ZUT Sp. z o.o. zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale VI.6.

III.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

- III.11.1. ZUT Sp. z o.o. opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jej 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.

III.12. ZASADY DOKONYWANIA OGLĘDZIN, PRZEGLĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO ORAZ KONSERWACJI I REMONTÓW

Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów określone są w załącznik nr 2 i 2 a do niniejszej instrukcji.

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. W szczególnych przypadkach operator systemu przesyłowego 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. Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:
- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,

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

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.

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. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, 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 operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSDp. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej bezpośrednio polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

IV.1.6. Operator systemu dystrybucyjnego wraz z operatorem systemu przesyłowego podejmują, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji stanu zagrożenia dostaw energii elektrycznej.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

IV.2.2. ZUT Sp. z o.o. dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

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

VI.3.1. Postanowienia ogólne

IV.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez:

- a) OSP, do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w lit. b) jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin - w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- b) Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 Ustawy – w przypadkach, o których mowa w pkt IV.3.2.1.

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

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD;
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

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

- a) tryb normalny, określony w pkt IV.3.2;
- b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3;
- c) tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4;
- d) tryb automatyczny, określony w Pkt IV.3.5

IV.3.2. Tryb normalny

IV.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie Ustawy, na wniosek ministra właściwego do spraw energii. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

- a) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo – energetycznym,
- b) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, c) bezpieczeństwa osób, d) wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez OSP i OSD we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w IRiESP, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dochowaniu należytej staranności.

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

IV.3.2.3. OSP we współpracy z PGE Dystrybucja S.A. opracowuje plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IV.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować:

- a) bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób,
- b) uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów – wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych,

zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów – przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

IV.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym dotyczą odbiorców w zakresie posiadanego przez nich obiektu, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.

- IV.3.2.5. W przypadku, gdy odbiorca posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych, łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.
- IV.3.2.6. W przypadku, gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego OSD, zasadę, o której mowa w pkt IV.3.2.4. stosuje się odrębnie dla każdego OSD, dla sumy mocy umownych określonych w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z tym OSD. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych zawartych z różnymi OSD, nie sumuje się
- IV.3.2.7. W przypadku, gdy odbiorca posiada obiekt, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych i kompleksowych łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa w pkt IV.3.2.4.
- IV.3.2.8. OSDn, w zakresie posiadanego obiektu przyłączonego do jego własnej sieci i podlegającego ograniczeniom, opracowuje taki sam plan ograniczeń jak w przypadku obiektu odbiorcy przyłączonego do tej sieci i uwzględnia go w planie wprowadzania ograniczeń przekazywanym do PGE Dystrybucja S.A., w terminie określonym w pkt IV.3.2.18
- IV.3.2.9. Opracowany przez PGE Dystrybucja S.A. plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w pkt IV.3.2.13., lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie pkt IV.3.2.1.
- Dla istniejącego obiektu, zmiana mocy umownej lub przyłączenie nowego przyłącza, nie wymaga aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy.
- IV.3.2.10. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach dystrybucyjnych lub kompleksowych łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:
- a) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego;
 - b) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 z późn. zm.);
 - c) wykorzystywanego bezpośrednio do:
 - i. nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,
 - ii. zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,
 - iii. wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,
 - iv. realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,
 - v. wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,
 - vi. wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań
- albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów;

- d) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 261), zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.
- IV.3.2.11. Odbiorca będący jednocześnie OSDn, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
- IV.3.2.12. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w pkt IV.3.2.10., będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych – wzór wniosku zawierającego oświadczenie opracowuje PGE Dystrybucja S.A. oraz umieszcza na swojej stronie internetowej. W przypadku umów kompleksowych, jeżeli wniosek o którym mowa w zdaniu pierwszym otrzymał sprzedawca, wówczas sprzedawca przekazuje go niezwłocznie do PGE Dystrybucja S.A., w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7., w terminie nie dłuższym niż 3 dni robocze od otrzymania wniosku.
- IV.3.2.13. Odbiorca niezwłocznie informuje PGE Dystrybucja S.A., a w przypadku umów kompleksowych, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w pkt IV.3.2.10., w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części.
- IV.3.2.14. W przypadku gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu i wyznaczonych w sposób określony w pkt IV.3.2.25., odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do PGE Dystrybucja S.A. o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22 lit. b i c, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w pkt IV.3.2.22 lit. d.
- IV.3.2.15. Podstawą opracowania przez PGE Dystrybucja S.A. corocznie planów wprowadzania ograniczeń w trybie normalnym są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez PGE Dystrybucja S.A..
- IV.3.2.16. Plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku, i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku.
- IV.3.2.17. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego.
- IV.3.2.18. OSDn, przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do PGE Dystrybucja S.A., w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń PGE Dystrybucja S.A..
- IV.3.2.19. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje OSP w terminie do dnia 31 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń w celu jego uwzględnienia w planie wprowadzania ograniczeń OSP
- IV.3.2.20. Aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń PGE Dystrybucja S.A. i OSDn.
- IV.3.2.21. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez OSP podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. OSP przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku
- IV.3.2.22. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:
- a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych ,

- b) 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, określonej dla tego obiektu, zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. b),
- c) 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, określonej dla tego obiektu zgodnie z pkt IV.3.2.25 lit. a),
- d) wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy - od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.

IV.3.2.23. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.

IV.3.2.24. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez PGE Dystrybucja S.A. w sposób określony w pkt IV.3.2.27.

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

a) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:

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

b) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:

- i. wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,
- ii. odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w ppkt i, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

W przypadku braku możliwości pozyskania przez PGE Dystrybucja S.A. wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, o których mowa powyżej, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza je zgodnie z zapisami pkt C.1. IRiESD.

IV.3.2.26. W przypadku, gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.

IV.3.2.27. PGE Dystrybucja S.A. przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu lub aktualizację tego planu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych w terminie, o którym mowa w pkt IV.3.2.16. W zakresie umów kompleksowych, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje ten plan lub jego aktualizację również sprzedawcy, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, o której mowa w pkt A.4.3.7. IRiESD. Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej, do czasu przekazania PGE Dystrybucja S.A. przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, PGE Dystrybucja S.A. przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, na adres korespondencyjny wskazany w umowie dystrybucyjnej albo kompleksowej. W przypadku umowy kompleksowej adres korespondencyjny odbiorcy, sprzedawca udostępnia PGE Dystrybucja S.A.. Doręczenie na ten adres korespondencyjny jest skuteczne.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej, o którym mowa powyżej, wskazanego w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o zmianie ww. adresu poczty elektronicznej.

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

- a) mocy minimalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 Ustawy;
- b) mocy maksymalnej poboru - wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych.

Dla obiektów określonych powyżej, plan wprowadzania ograniczeń jest aktualizowany przy zmianie mocy umownej lub minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia.

IV.3.2.29. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w pkt IV.3.2.28., stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w pkt IV.3.2.25. nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesiące od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy dystrybucyjnej albo kompleksowej, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

IV.3.2.30. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów i powiadomień OSP o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w pkt IV.3.2.22., określa OSP.

Komunikaty OSP o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7:55 i o godzinie 19:55 oraz zamieszczane na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

IV.3.2.31. OSP może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy systemu elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.

IV.3.2.32. O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, OSP powiadamia służby dyspozytorskie oraz ruchowe PGE Dystrybucja S.A..

IV.3.2.33. ZUT Sp. z o. indywidualnie powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przysyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu komórkowego wskazany przez odbiorcę w umowach dystrybucyjnych albo kompleksowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych. Jeżeli umowa dystrybucyjna albo kompleksowa nie zawiera adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, do czasu przekazania PGE Dystrybucja S.A. przez odbiorcę adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o którym mowa powyżej, PGE Dystrybucja S.A. nie powiadamia odbiorcy o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i

poborze energii elektrycznej oraz wprowadzeniu innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych.

Odbiorcy są zobowiązani do niezwłocznego pisemnego informowania odpowiednio PGE Dystrybucja S.A., z którym zawarli umowę o świadczenie usługi dystrybucji albo sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy kompleksowe, o każdej zmianie danych dotyczących adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu komórkowego, o których mowa powyżej, wskazanych w umowach. Sprzedawcy, którzy posiadają zawarte umowy kompleksowe zobowiązani są do niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o zmianie tych danych.

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

IV.3.2.35. Odbiorcy posiadający obiekty, dla których opracowano plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stosują się do przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A. powiadomień dotyczących wprowadzanych ograniczeń.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

IV.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt. IV.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt. IV.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.

IV.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IV.3.2.30. oraz IV.3.2.32.. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IV.3.4. Tryb awaryjny

IV.3.4.1. Tryb awaryjny sieciowy

IV.3.4.1.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym, jeżeli zaistnieje co najmniej jeden z poniższych przypadków:

- 1) gdy jest to konieczne do zapobieżenia rozprzestrzenianiu się lub pogarszaniu stanu zagrożenia,
- 2) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uniemożliwiającego zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci,
- 3) w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w KSE,
- 4) w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji lub sieci lub zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Tryb awaryjny sieciowy w przypadkach, o których mowa w pkt 2) – 4), może być wprowadzony nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.3.4.1.2. Wyłączenia awaryjne odbiorców w trybie awaryjnym sieciowym („wyłączenia awaryjne sieciowe”) są realizowane na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach,

w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, PGE Dystrybucja S.A., OSDn może dokonać wyłączeń awaryjnych sieciowych bez wydania polecenia przez OSP. W takim przypadku:

- 1) PGE Dystrybucja S.A. jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP – ODM,
- 2) OSDn jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie właściwego Oddziału PGE Dystrybucja S.A., zaś następnie PGE Dystrybucja S.A. jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP – ODM.

IV.3.4.1.3. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane w stopniach A1 - A5. Stopnie od A1 do A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 9 - 11% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne sieciowe wprowadzone łącznie w stopniach od A1 do A5 powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.1.4. Wyłączenia awaryjne sieciowe są realizowane:

- 1) poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN,
- 2) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.,
- 3) poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez OSDn przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV,
- 4) a po wyczerpaniu wszystkich powyższych działań, poprzez zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające polecenie o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych sieciowych.

IV.3.4.1.5. Wyłączenia awaryjne sieciowe powinny być zrealizowane niezwłocznie, w czasie nie dłuższym niż:

- 1) 15 minut - w przypadku wprowadzenia stopnia A1,
 - 2) 15 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni A1 i A2,
 - 3) 30 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A3,
 - 4) 45 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A4,
 - 5) 60 minut - w przypadku wprowadzenia jednocześnie stopni od A1 do A5;
- od wydania polecenia dyspozytorskiego.

IV.3.4.1.6. OSP w porozumieniu z właściwymi obszarami PGE Dystrybucja S.A.

obejmującymi: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.

IV.3.4.1.7. Każdy z Oddziałów PGE Dystrybucja S.A. w porozumieniu z właściwymi OSDn ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach A.

IV.3.4.1.8. Plany wyłączeń awaryjnych sieciowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od A1 do A5 opracowują:

- 1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3), 2) PGE Dystrybucja S.A. - dla obszarów PGE Dystrybucja S.A. obejmujących: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.,

3) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.

Plany wyłączeń awaryjnych, o których mowa w pkt 1) - 3), opracowane na rok 2023 stają się planami wyłączeń awaryjnych sieciowych na rok 2023.

IV.3.4.1.9. W przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych sieciowych w sposób odmienny niż określony w planach wyłączeń awaryjnych sieciowych, OSP może polecić wprowadzenie tych wyłączeń poprzez wskazanie:

- 1) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez PGE Dystrybucja S.A.,
- 2) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić wyłączenia awaryjne sieciowe.

IV.3.4.1.10. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym sieciowym są realizowane wyłącznie na polecenie OSP. W szczególnych przypadkach, zwłaszcza gdy zagrożone jest bezpieczeństwo osób, PGE Dystrybucja S.A., OSDn, jak również odbiorca ujęty w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych, może dokonać załączenia bez wydania polecenia przez OSP, przy czym w takim przypadku podmioty te zobowiązane są niezwłocznie poinformować o tym zdarzeniu właściwe służby dyspozytorskie, z podaniem przyczyny.

IV.3.4.2. Tryb awaryjny bilansowy

IV.3.4.2.1. OSP może wprowadzić przerwy w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w postaci wyłączeń awaryjnych odbiorców w trybie awaryjnym bilansowym („wyłączenia awaryjne bilansowe”), po wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym lub trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku braku możliwości zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w KSE pomimo wcześniejszego wprowadzenia przez OSP innych środków zaradczych.

Wprowadzenie przez OSP wyłączeń awaryjnych bilansowych możliwe jest także przed wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w czasie uniemożliwiającym zastosowanie tego trybu. W takim przypadku wyłączenia awaryjne bilansowe mogą być wprowadzone pomiędzy ogłoszeniem przez OSP powołanego stanu a obowiązywaniem stopni zasilania zgodnie z pierwszym komunikatem w tej sprawie, wydanym zgodnie z rozporządzeniem, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne.

IV.3.4.2.2. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane na polecenie OSP w stopniach B1 – B15.

Stopnie B1 – B15 powinny zapewniać spadek poboru mocy czynnej, każdy w przedziale 3 – 4% prognozowanego zapotrzebowania na moc. Wyłączenia awaryjne bilansowe, wprowadzone łącznie w stopniach od B1 do B15, powinny zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc.

IV.3.4.2.3. Wyłączenia awaryjne bilansowe są realizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu 110 kV, transformatorów 110 kV/SN lub linii i stacji SN.

IV.3.4.2.4. OSP w porozumieniu z właściwymi obszarami PGE Dystrybucja S.A. obejmującymi: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.

IV.3.4.2.5. Poszczególne Oddziały PGE Dystrybucja S.A. w porozumieniu z właściwymi OSDn ustalają corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania, dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach B.

IV.3.4.2.6. Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych określające przewidywany efekt wprowadzenia stopni od B1 do B15 opracowują:

- 1) OSP - dla całego KSE, z uwzględnieniem planów, o których mowa w pkt 2) i 3),
- 2) PGE Dystrybucja S.A. - dla swojego obszaru sieci dystrybucyjnej obejmującego: Oddział Lublin, Oddział Białystok, Oddział Łódź, Oddział Rzeszów, Oddział Warszawa, Oddział Zamość, Oddział Skarżysko - Kamienna, z uwzględnieniem planów opracowanych przez OSDn przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. i planów opracowanych przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.,
- 3) odbiorcy przyłączeni do sieci o napięciu 110 kV lub wyższym, za której ruch sieciowy odpowiada PGE Dystrybucja S.A.

Plany wyłączeń awaryjnych bilansowych na rok 2023 są opracowywane po raz pierwszy niezwłocznie po dacie wejścia w życie obowiązku ich opracowania. Do tego czasu, w przypadku konieczności wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przyjmuje się, że podstawą dla każdej narastająco grupy trzech stopni B (B1 - B3, B4 - B6, ..., B13 - B15) jest odpowiedni stopień A, określony w planie wyłączeń awaryjnych sieciowych obowiązującym na rok 2023.

IV.3.4.2.7. OSP wydaje PGE Dystrybucja S.A. polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. W przypadkach spowodowanych nagłymi, awaryjnymi wyłączeniami jednostek wytwórczych ujętych w TCM, o którym mowa w pkt III.2.5.1., czas ten może ulec skróceniu do 2 godzin.

IV.3.4.2.8. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie po otrzymaniu od OSP polecenia wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych przekazuje polecenie do właściwego OSDn posiadającego plany ograniczeń, o których mowa w pkt IV.3.4.2.6

IV.3.4.2.9. Polecenie wprowadzenia wyłączeń awaryjnych bilansowych wydaje OSP wskazując dany stopień B lub ich grupę dla całego KSE oraz czas obowiązywania.

IV.3.4.2.10. Wyłączenia awaryjne bilansowe powinny być wprowadzane rotacyjnie (rotacja oznacza zastąpienie danego stopnia B innym stopniem B lub grupy stopni B inną grupą stopni B), przy czym wyłączenie awaryjne bilansowe w danym stopniu B powinno trwać nie dłużej niż 4 godziny.

IV.3.4.2.11. W przypadku zastosowania rotacji wyłączeń awaryjnych bilansowych należy prowadzić załączenia i wyłączenia odbiorców w taki sposób, aby zminimalizować efekt skokowych zmian obciążenia.

IV.3.4.2.12. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym bilansowym są realizowane bez zgody OSP, zgodnie z wydanym poleceniem, o którym mowa w pkt IV.3.4.2.9.

IV.3.5. Tryb automatyczny

IV.3.5.1. Wyłączenia odbiorców w trybie automatycznym realizowane są przez układy SCO, w przypadku obniżenia się częstotliwości do nastawionej na tych układach wartości kryterialnej.

IV.3.5.2. Układ SCO instaluje PGE Dystrybucja S.A., OSDn oraz odbiorca zobowiązany do instalacji takiego układu zgodnie z przepisami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne.

IV.3.5.3. Odbiorca przyłączony do sieci SN podlega stosowaniu układu SCO przez PGE Dystrybucja S.A., OSDn, do którego sieci jest przyłączony, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy tym odbiorcą a PGE Dystrybucja S.A.

IV.3.5.4. OSDn połączony z siecią SN lub nN PGE Dystrybucja S.A. może podlegać stosowaniu układu SCO zainstalowanego przez PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy zaangażowanymi operatorami.

IV.3.5.5. Czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 150 ms, z zastrzeżeniem, że w przypadku układu SCO, do którego nie mają zastosowania wymagania NC DC, zainstalowanego przed datą 18 grudnia 2022 r., w sieci PGE

Dystrybucja S.A. lub w instalacji odbiorcy przyłączonego do sieci o napięciu 110 kV, czas zadziałania układu SCO powinien być nie dłuższy niż 300 ms.

IV.3.5.6. Przekaznik SCO, stosowany w układach SCO, powinien:

- 1) umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47,00 do 50,00 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz;
- 2) umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s, jeżeli zastosowanie zwłoki czasowej jest konieczne do prawidłowego działania tego przekaznika;
- 3) zapewniać dotrzymanie czasu własnego przekaznika na poziomie nie większym niż 100 ms;
- 4) zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un; 5) zapewniać dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejszą niż 10 mHz; 6) zapewniać identyfikację kierunku przepływu mocy czynnej i mieć możliwość nastawiania lub blokowania jego zadziałania w zależności od nastawionego kierunku przepływu mocy czynnej w miejscu instalacji wyłącznika;
- 7) zapewniać możliwość zastosowania blokady napięciowej przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej, przy czym aktywacja zdolności następuje w uzgodnionych z OSP przypadkach.

IV.3.5.7. Harmonogramy testów układów SCO są opracowywane przez właściciela SCO dla każdego roku na okres kolejnych 5 lat corocznie do listopada roku poprzedzającego. Informacja o harmonogramie testów jest przekazywana do PGE Dystrybucja S.A. na jego wezwanie.

IV.3.5.8. Testy układu SCO przeprowadzane są przez jego właściciela co najmniej raz na pięć lat lub w terminie jednego roku od modernizacji tego układu, uwzględniając wymagania techniczne określone w pkt IV.3.5.5. i IV.3.5.6. oraz zgodnie z Planem Testów będącym TCM opracowanym na podstawie NC ER.

IV.3.5.9. OSP, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO PGE Dystrybucja S.A.

PGE Dystrybucja S.A., niezwłocznie po otrzymaniu danych, o których mowa w pkt IV.3.5.9., przekazuje te dane do OSDn oraz odbiorców wskazanych w pkt IV.3.5.2.

Wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO są wyznaczane zgodnie z załącznikiem do NC ER dla poszczególnych stopni SCO (poziomów obowiązkowego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w rozumieniu NC ER) w odniesieniu do zapotrzebowania netto KSE.

Przez zapotrzebowanie netto KSE rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSP powiększoną o wartość importu oraz pomniejszoną o wartość eksportu, mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.

IV.3.5.10. PGE Dystrybucja S.A., na podstawie danych przekazanych przez OSP, o których mowa w pkt IV.3.5.9., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

- 1) odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2., przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.;
- 2) OSDn przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.

IV.3.5.11. OSDn, na podstawie danych przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A., o których mowa w pkt IV.3.5.9., wyznacza wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO na swoim obszarze działania, uwzględniając:

- 1) odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.2. przyłączonych do sieci OSDn;
- 2) OSDn przyłączonych do sieci przedmiotowego OSDn.

IV.3.5.12. OSDn i Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2, przekazują PGE Dystrybucja S.A., OSDn informacje o zainstalowanych układach SCO i wielkościach mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO.

- IV.3.5.13. PGE Dystrybucja S.A., OSDn powinien zapewniać możliwość wyłączenia przez układy SCO zainstalowane w jego sieci, uwzględniając odbiorców, o których mowa w pkt IV.3.5.3, przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A., OSDn, 45% zapotrzebowania netto przedmiotowego operatora, w każdej chwili czasu, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy wyłączanej w obszarze jego sieci. Przez zapotrzebowanie netto OSD rozumie się sumę generacji mocy czynnej jednostek wytwórczych na obszarze działania OSD (w tym generację mocy czynnej autoproducentów), powiększoną o saldo wymiany mocy czynnej z OSP (dla operatora OSDp), uwzględniającą saldo wymiany mocy czynnej z innymi OSD oraz pomniejszoną o wartość mocy pobieranej przez magazyny energii elektrycznej i mocy pobieranej przez elektrownie szczytowo - pompowe, przy czym wielkość ta nie obejmuje mocy potrzeb własnych jednostek wytwórczych oraz potrzeb ogólnych elektrowni.
- IV.3.5.14. Odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2., powinien zapewnić w każdej chwili czasu możliwość wyłączenia przez układy SCO zainstalowane w jego instalacji odbiorczej 45% mocy czynnej pobieranej z tej sieci.
- IV.3.5.15. Postanowień pkt IV.3.5.14. nie stosuje się w odniesieniu do odbiorcy posiadającego jednostki wytwórcze, którego produkcja pokrywa co najmniej 50% jego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku poprzedzającym obowiązek określony w pkt IV.3.5.16. W tym przypadku wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo PGE Dystrybucja S.A., do którego sieci jest przyłączony taki odbiorca, zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne odbiorcy oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci. W przypadku niezgodnienia z OSP wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO, odpowiednio odbiorca albo PGE Dystrybucja S.A., zobowiązany jest do przedłożenia OSP opinii niezależnej firmy eksperckiej, w której zostaną określone, w przypadku takiego odbiorcy, rekomendowane wartości mocy czynnej wyłączanej przez układ SCO. Koszty sporządzenia opinii przez niezależną firmę ekspercką ponosi odbiorca, o którym mowa w pkt IV.3.5.2..
- IV.3.5.16. OSDn i odbiorcy, o których mowa w pkt IV.3.5.2., do dnia 15 września każdego roku realizują obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.10. – IV.3.5.15. oraz informują PGE Dystrybucja S.A. o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO. PGE Dystrybucja S.A. do dnia 30 września każdego roku realizuje obowiązki, o których mowa w pkt IV.3.5.10. – IV.3.5.15. oraz informuje OSP o wdrożeniu nastaw i wartości mocy czynnej wyłączanej przez układy SCO.
- IV.3.5.17. Na podstawie informacji przekazanych zgodnie z pkt IV.3.5.16., PGE Dystrybucja S.A., OSDn w stosunku do odbiorców przyłączonych do jego sieci, opracowuje plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, uwzględniając parametry określone w załączniku do NC ER. PGE Dystrybucja S.A., OSDn przekazuje opracowany plan wyłączeń wskutek zastosowania układu SCO, OSDn i odbiorcom przyłączonym do sieci właściwego operatora, ujętych w tych planach.
- IV.3.5.18. Przy stosowaniu układów SCO należy stosować zasadę, o której mowa w art. 15 ust. 7 lit. b) NC ER, tj. minimalizowania odłączania jednostek wytwórczych, w szczególności tych, które zapewniają inercję.
- IV.3.5.19. Załączenie odbiorcy wyłączzonego wskutek zadziałania układu SCO odbywa się wyłącznie na polecenie OSP.
- IV.3.5.20. PGE Dystrybucja S.A. w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do jego sieci może dokonać kontroli spełnienia wymagań dotyczących układów SCO, a w przypadku zadziałania układu SCO, ustala przyczynę i zakres zadziałania tego układu.

IV.4. WYMAGANIA DLA UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI

IV.4.1. Odbiorca lub wytwórca będący posiadaczem SGU oraz posiadacz magazynu energii elektrycznej:

- 1) stosuje wymagania w zakresie obrony i odbudowy systemu określone dla nowo przyłączanych do sieci instalacji odbiorczych, modułów wytwarzania energii lub magazynów energii elektrycznej,
- 2) wdraża wymagane funkcjonalności na etapie budowy instalacji odbiorczej, modułu wytwarzania energii lub magazynu energii elektrycznej,
- 3) potwierdza wdrożenie i posiadanie wymaganych zdolności przez wykonanie z wynikiem pozytywnym testów odbiorowych i sprawdzających,
- 4) przygotowuje we współpracy z PGE Dystrybucja S.A. harmonogram testów odbiorowych i okresowych testów sprawdzających zdolności w zakresie obrony i odbudowy systemu,
- 5) raportuje PGE Dystrybucja S.A. wykonanie testów odbiorowych i testów sprawdzających,
- 6) wdraża programy naprawcze po testach zakończonych wynikiem negatywnym oraz powtarza testy.

IV.4.2. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi synchroniczny moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym lub nowy synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C, przystosowuje urządzenia i napędy pomocnicze do utrzymania w pracy przynajmniej jednego modułu wytwarzania energii w warunkach całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.

IV.4.3. Wytwórca, w celu zapewnienia bezpieczeństwa swoich urządzeń podczas całkowitej utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, dla każdego będącego w jego posiadaniu zakładu wytwarzania energii, w którego skład wchodzi moduły wytwarzania energii typu C lub D, opracowuje i przedstawia PGE Dystrybucja S.A. oraz wdraża plan działań w warunkach utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie. Plan działań zapewnia w szczególności podtrzymanie zdolności operacyjnych do bezpiecznego przyjęcia napięcia w okresie nie krótszym niż 24 godziny oraz uwzględnia działania wymienione w pkt IV.4.2., jeżeli są wymagane.

IV.4.4. W ramach obrony i odbudowy systemu użytkownik systemu przyłączony do sieci PGE Dystrybucja S.A. współpracuje z PGE Dystrybucja S.A. w zakresie określenia i spełnienia wymogów utrzymania zdolności technicznych na potrzeby obrony i odbudowy systemu oraz ich monitorowania.

IV.4.5.

W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A.: 1) utrzymuje należące do niego sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyłym stanie technicznym,

- 2) dostosowuje instalacje, o których mowa w ppkt 1), do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został poinformowany zgodnie z pkt VIII.4.1. ppkt 5),
 - 3) niezwłocznie informuje PGE Dystrybucja S.A. o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych, a także o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,
 - 4) bez uzgodnienia z PGE Dystrybucja S.A. nie może dokonać odłączenia zasilania od rzeczywistego miejsca dostarczania energii elektrycznej i pozbawić napięcia układ pomiarowo-rozliczeniowy.
- IV.4.6. PGE Dystrybucja S.A. oraz użytkownik systemu, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE, wdrażają środki w obiektach ujętych w planie obrony systemu i planie odbudowy opracowanych na podstawie art. 11 i art. 23 NC ER. Obiekty, o których mowa w zdaniu pierwszym, obejmują w szczególności: 1) rozdzielnie będące własnością PGE Dystrybucja S.A., 2) rozdzielnie, do których są przyłączone moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER,
- 3) inne rozdzielnie niezbędne do właściwego przeprowadzenia procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego określone w drodze uzgodnienia między OSP a PGE Dystrybucja S.A.,
 - 4) moduły wytwarzania energii ujęte w wykazie, o którym mowa w art. 11 pkt 4 lit. c lub art. 23 pkt 4 lit. c NC ER.

IV.5. REDYSPONOWANIE NIERYNKOWE IV.

- 5.1. Redysponowanie jednostek wytwórczych, magazynów energii elektrycznej i odpowiedzi odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych może być stosowane przez OSP lub PGE Dystrybucja S.A. w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz z uwzględnieniem zasad, wskazanych w art. 13 ust. 6 oraz ust. 7 tego rozporządzenia.
- IV.5.2. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.5.1., na potrzeby równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej OSP może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.
- IV.5.3. W ramach prawa, o którym mowa w pkt IV.5.1., na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. może w odniesieniu do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej wydać polecenie ruchowe wyłączenia lub zmniejszenia odpowiednio mocy wytwarzanej lub pobieranej.
- IV.5.4. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.2., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, OSP może wydać za pośrednictwem i w koordynacji z PGE Dystrybucja S.A., jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynami energii elektrycznej, przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub OSDn przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A.
- IV.5.5. Polecenia, o których mowa w pkt IV.5.3., w przypadku jednostek wytwórczych będących farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynów energii elektrycznej, PGE Dystrybucja S.A. może wydać: 1) bezpośrednio

- jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., lub
- 2) za pośrednictwem OSDn przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A., jednostkom wytwórczym będącym farmami wiatrowymi lub farmami fotowoltaicznymi oraz magazynom energii elektrycznej, przyłączonym do sieci dystrybucyjnej tego OSDn lub do sieci dystrybucyjnej innego OSDn przyłączonego do sieci tego OSDn.
- IV.5.6. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.2., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy OSP a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.
- IV.5.7. Rozliczenia finansowe w przypadku wydania poleceń, o których mowa w pkt IV.5.3., każdorazowo będą dokonywane na podstawie odrębnej umowy zawieranej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a podmiotem, któremu zostało wydane polecenie, z wyłączeniem przypadku zaakceptowania przez ten podmiot umowy o przyłączenie niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.

V. WSPÓŁPRACA ZUT Sp. z o.o. z OSDp I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- V.1. ZUT Sp. z o.o. współpracuje z następującymi operatorami:
- a) operatorem systemu przesyłowego PSE S.A.,
 - b) operatorem systemu dystrybucyjnego PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów,
 - c) operatorami handlowo-technicznymi,
 - d) operatorami handlowymi,
 - e) operatorami pomiarów,
- oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, sprzedawcami oraz operatorami ogólnodostępnych stacji ładowania („OOSŁ”).
- V.2. Zasady i zakres współpracy operatora systemu dystrybucyjnego z operatorem PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów określa IRiESD i umowa.
- V.3. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych są określone w rozdziałach II, III i IV.
- V.4. Współpraca ZUT Sp. z o.o. z operatorami handlowo-technicznymi oraz operatorami handlowi jest określona w IRiESD-Bilansowanie.
- V.5. 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.6. Umowy o których mowa w p.V.5 stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje operatorów handlowo-technicznych oraz operatorów handlowych i określają w szczególności:
- a) dane podmiotu pełniącego funkcję operatora handlowo-technicznego,
 - b) imienną listę osób wraz z danymi teleadresowymi przeznaczonych do bezpośredniego kontaktu z operatorem systemu dystrybucyjnego,

- c) wykaz jednostek grafikowych i miejsc dostarczania, inne dane określone w Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej
 - d) inne dane określone w Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej
- V.7. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. o napięciu SN, a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez ZUT Sp. z o.o. , opracowują i uzgadniają z ZUT Sp. z o.o. instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- V.8. Instrukcja współpracy, służb dyspozytorskich ZUT Sp. z o.o. z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. zawiera co najmniej:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
 - b) eksploatacyjne granice stron,
 - c) zakres i tryb obiegu informacji,
 - d) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez PGE Dystrybucja S.A.
- V.9. ZUT Sp. z o.o. umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi ZUT Sp. z o.o. zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej ,
 - b) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania ZUT Sp. z o.o.,
 - c) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania ZUT Sp. z o.o.,
 - d) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.1. OBOWIĄZKI OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu ZUT 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) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - c) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w rozdziale VI.2,
 - d) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług

dystrybucji oraz przesyłania, utrzymywanie rezerw mocy i świadczenie regulacyjnych usług systemowych,

- e) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostawy energii elektrycznej
- f) wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- g) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe,
- h) zbiera i przekazuje do OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju zgodnie z IRiESP.

VI.1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego ZUT Sp. z o.o. odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, kwartalnych, rocznych.

VI.1.3. ZUT 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 sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSDp.

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

Podział kompetencji służb dyspozytorskich zawarty jest w „Instrukcji Współpracy Ruchowej Zakładu Usług technicznych Sp. z o.o. i PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów.

VI.3. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.

VI.3.1. ZUT Sp. z o.o. sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.

VI.3.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w zakresie oraz terminach określonych w IRiESD PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów, są przekazywane do tego operatora systemu dystrybucyjnego.

VI.3.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez operatora systemu dystrybucyjnego uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.4. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.4.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.

VI.4.2. ZUT Sp. z o.o. określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

VI.4.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb, powinien obejmować:

- a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
- b) wymagane poziomy napięcia,
- c) wartości mocy zwarciovych,

- d) rozprawy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - e) dopuszczalne obciążenia,
 - f) warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
 - g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - h) nastawienia zaczepek dławików gaszących,
 - i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - k) charakterystyka odbioru,
 - l) harmonogram pracy transformatorów.
- VI.4.4. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

VI.5. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.5.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- VI.5.2. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu dystrybucyjnego OSDp PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów w zakresie sieci 110 kV, plany wyłączeń w polu zasilającym 110 kV, w polu nr 1 i 20 rozdzielni 15 kV.
- VI.5.3. Podmioty zgłaszają ZUT Sp.z o.o. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem p.VI.6.4.

VI.6. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.6.1. Służby dyspozytorskie ZUT Sp. z o.o. , określają przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe.
- VI.6.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.6.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyki w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.6.4. Propozycje programów łączeniowych należy przekazywać do zatwierdzenia ZUT Sp. z o.o. w terminie min. 15 dni przed planowaną datą realizacji programu.
- VI.6.5. ZUT Sp. z o.o. może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji.

VI.6.6. ZUT Sp. z o.o. zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez operatora systemu dystrybucyjnego uwag do propozycji programu, zgodnie z p.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSDn uwag.

VI.7. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY OPERATOROWI SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

VI.7.1. W uzasadnionych przypadkach wskazani przez o ZUT Sp. z o.o. odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, sporządzają i przesyłają na piśmie do ZUT Sp. z o.o. prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez ZUT Sp. z o.o..

VI.7.3. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w zakresie i terminach określonych przez ZUT Sp. z o.o..

VI.7.4. Wytwórcy, w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, przekazują do ZUT Sp. z o.o. dane niezbędne do opracowania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w p.VI.3.1., w zakresie i terminach określonych przez ZUT Sp. z o.o..

VI.8. WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI

VI.8.1 ZUT Sp. z o.o. odpowiada za zabezpieczenie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu dla obszaru swojego działania.

VI.8.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z OSDp, oraz odbiorcami końcowymi zaliczonymi do II grupy przyłączeniowej.

VII. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VII.1. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

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

VII.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.

VII.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 odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\text{tg } \phi$ 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.

VII.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:

- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4\%/-6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1 dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV,
- 3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - b) 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 harmoniczn ej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawow ej (uh)	Rząd harmoniczn ej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawow ej (uh)	Rząd harmoniczn ej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawow ej (uh)
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				

19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

4) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8 % dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV. Warunkiem utrzymania dolnych parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach 1-4, jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\phi$ nie większym niż 0,4.

VII.1.5. W normalnym układzie pracy sieci dystrybucyjnej powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być niższe od dopuszczalnych długotrwale,
- b) napięcia w poszczególnych węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych, zgodnie z p.VII.1.3,
- c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,

VII.2. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

VII.2.1. Ustalono są następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

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

VII.2.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:

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

VII.2.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt.VII.4.2), jest traktowana jako przerwa nieplanowana

VII.2.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

VII.2.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

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

- a) przerwy planowanej - 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
- 2) przerw w ciągu roku, stanowiących sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
- a) przerw planowanych - 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.
- VII.2.6. ZUT 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:
- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
 - 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.
- Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.
- Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach 1), 2) i 3), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

VII.3.DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VII.3.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć

VII.3.1.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

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

- a) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- b) wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,
- c) wartość $d(t) = \Delta U(t)/U_n$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3% przez czas dłuższy niż 500 ms,
- d) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \Delta U/U_n$ nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:

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

VII.3.1.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu

VII.3.1.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznych odbiorniki dzieli się wg. następującej klasyfikacji:

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

VII.3.1.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16A$ zakwalifikowane do:

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \frac{8}{n}$

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,15
9	0,6
11	0,49

13	0,31
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,64
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 \frac{8}{n}$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, wyrażony w % harmoniczej podstawowej prądu zasilającego [%]
2	2
3	$30\lambda^*$
5	10
7	7
9	5
11	0,49
$11 \leq n \leq 39$	3

(tylko harmoniczne nieparzyste)

* λ - współczynnik mocy obwodu

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D

Rząd harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, w przeliczeniu na Wat [Ma/W]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	$\frac{3,85}{n}$	Patrz Tablica 1

VII.3.1.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B, Klasy C oraz klasy D podano w Tablicy 5.

Tablica 5

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

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

VII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VII.4.1. ZUT Sp. z o.o. obsługuje użytkowników systemu na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich stron

VII.4.2. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców z co najmniej 5-dniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - c) wiadomości wysyłanych na adres poczty elektronicznej, jeżeli odbiorca udostępnił ten adres przedsiębiorstwu energetycznemu w umowie dystrybucji albo w umowie kompleksowej, lub w sposób określony w tych umowach.
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci,

- c) 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;
 - 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
 - 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
 - 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów 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 umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowie kompleksowej.
 - 10) udzielanie bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.
- VII.4.3. Na żądanie odbiorcy OSDn dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz aktach wykonawczych do niej.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSDn

część :
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

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 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zwaną dalej „Ustawą OIRE” (Dz.U. z 2021 r., poz. 1093),
 - 3) decyzji Prezesa URE DPE-4711-18(3)/19029/2010/MW z dnia 31 sierpnia 2010 r. wyznaczeniu PGE Dystrybucja Spółka Akcyjna operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego”,
 - 4) koncesji PGE Dystrybucja S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/42D/19029/W/2/2010/BT z dnia 31 sierpnia 2010 r.,
 - 5) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP”), 6) IRiESP-OIRE, 7) 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),
 - 8) Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A., 9) Warunków dotyczących bilansowania (zwanymi dalej „WDB”),
 - 10) 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,
 - 11) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności” (Dz.U. z 2023 r., poz. 875),
 - 12) 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),
 - 13) 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).
- A.1.2. ZUT Sp. z o.o. jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę operatora typu OSDn. ZUT Sp. z o.o. realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej poprzez OSDp (PGE Dystrybucja SA Oddział Rzeszów), na podstawie stosownej umowy zawartej pomiędzy OSDp a tym OSDn oraz zapisów pkt. A.6..
- A.1.3. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze będące JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110kV wraz z miejscami w sieci SN, które stanowią dodatkowe wyprowadzenia mocy tych jednostek, którzy posiadają zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej (umowy przesyłowe) oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (umowy dystrybucji) są objęte obszarem Rynku Bilansującego (RB) i uczestniczą w RB na zasadach i warunkach określonych w WDB (warunki dotyczące bilansowania), stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).
Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej i posiadające zawarte z ZUT Sp. z o.o. umowy dystrybucji, są objęte obszarem RB na zasadach i warunkach określonych w WDB.
- A.1.4. ZUT Sp. z o.o. 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 PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a ZUT Sp. z o.o. oraz zapisów IRiESD-Bilansowanie.
- A.1.5. Tryb i zasady powiadamiania OSD o zawartych umowach kompleksowych określone w IRiESD-Bilansowanie, nie dotyczą umów kompleksowych zawieranych przez

sprzedawcę z urzędu z URD w gospodarstwie domowym, który nie skorzystał z prawa wyboru sprzedawcy. Zwolnienie z powiadomienia OSD o zawartej umowie kompleksowej nie dotyczy URD w gospodarstwie domowym, który dokonuje zmiany sprzedawcy i zawiera umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu lub zastępuje umowę sprzedaży i umowę dystrybucji umową kompleksową.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez ZUT Sp. z o.o a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,
- c) procedury powiadamiania o umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
- f) procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- g) zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania standardowych profili zużycia
- h) postępowanie reklamacyjne,
- i) zasady współpracy ZUT Sp. z o.o. z PGE Dystrybucja S.A. w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na RB oraz zasady współpracy w zakresie wymiany informacji dla potrzeb rynku mocy,
- j) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.
- k) istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami energii elektrycznej (GUD i GUD-K),

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną ZUT Sp. z o.o.

A2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi systemu dystrybucyjnego określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:

- a) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych OSDp ,
- c) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. ,
- d) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
- e) sprzedawców,
- f) Operatorów Handlowych i Handlowo-Technicznych reprezentujących podmioty wymienione w punktach a) do e) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSDn.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie RB jest OSP. Zasady funkcjonowania RB, w tym obszar RB, określają WDB. Na RB działają URB, którymi mogą być:

- 1) POBZ, 2) DUB. URB może być jednocześnie POBZ i DUB.

POBZ może być podmiot, który ma zawartą umowę przesyłową, na mocy, której w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu

niebilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB. Natomiast DUB może być podmiot, o którym mowa w pkt A.11.1.

- A.3.2. OSDn w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację: a) umów sprzedaży, w tym umów sprzedaży rezerwowej – na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, tzw. Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,
- b) umów kompleksowych, w tym rezerwowych umów kompleksowych – na podstawie GUD-K lub umowy, 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. OSDp uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnej OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki OSDn w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt A.1.4.

W ramach obszaru RB wyróżnia się następujące MB: a) fizyczne MB (FMB) - jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej,

b) wirtualne MB (WMB) – jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej.

A.3.4. FMB mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej realizowane: a) bezpośrednio w tej lokalizacji sieci (FZMB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB, oraz

b) we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci (FDMB).

Ze względu na wartości atrybutów FDMB występują następujące oznaczenia typów FDMB: • MBO, MBW - reprezentujące dostawy energii elektrycznej URD, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB,

- MBOSD - reprezentujące wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci dystrybucyjnej OSDn oraz sąsiednich OSD,

- AFDMB - reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB; obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów AFDMB: MBAO, MBAW, MBAH, MBAZ, MBAM, MBAI.

A.3.5. URD jest bilansowany handlowo na RB przez POBZ. POBZ jest wskazywany przez: a) sprzedawcę – w GUD lub GUD-K zawartej z OSDn, b) URDW, c) URDME.

Rozliczeń wynikających z niebilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego PPE dokonuje tylko jeden POBZ.

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

A.3.7. ZUT Sp. z o.o. 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) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,

- 4) informacje o sprzedawcy zobowiązanym, wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania,
- 5) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami

A.3.8. Świadczenie usług dystrybucji przez OSDn w zakresie energii pobranej z sieci dystrybucyjnej OSDn lub wprowadzonej do tej sieci przez OSD innego niż OSDn, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z OSDn jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1. Warunki i zakres współpracy OSDn z OSDp, w zakresie przekazywania danych pomiarowych określa umowa zawarta pomiędzy OSDn a OSDp, o której mowa w pkt A.6.1

A.3.9. Sprzedawca informuje URD, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego oraz OSDn, a także Prezesa URE 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 albo 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.3.10. Informacja, o której mowa w pkt. A.3.9., powinna zawierać w szczególności: a) kod PPE, b) przewidywaną datę zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej.

A.3.11. OSDn po powzięciu informacji o konieczności zaprzestania przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej, niezwłocznie informuje OSP o konieczności zaprzestania przez OSDn świadczenia usług dystrybucji na rzecz tego sprzedawcy, w następujących przypadkach:

- a) utrata POBZ sprzedawcy,
- b) rozwiązania umów ze sprzedawcą, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7. Powyższe informacje OSDn przekazuje niezwłocznie do Prezesa URE. W przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w lit. a) OSDn może rozwiązać z dniem utraty POBZ umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7. W przypadku rozwiązania przez OSDn umów, o których mowa w pkt A.4.3.6. lub A.4.3.7., OSDn powiadamia OIRE.

A.3.12. OSDn po wystąpieniu zdarzenia, które może skutkować koniecznością zaprzestania przez OSDn świadczenia usług dystrybucji na rzecz sprzedawcy, niezwłocznie informuje OSP, OSDp o tym zdarzeniu, w następujących przypadkach:

- a) brak gwarancji dotyczących wiarygodności finansowej tego sprzedawcy lub POBZ wskazanego przez tego sprzedawcę, wynikających z umów zawartych przez OSDn z tymi podmiotami,

b) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy ze sprzedawcą, o której mowa w pkt. A.4.3.6.,

c) wstrzymanie realizacji lub wypowiedzenie umowy z POB, o której mowa w pkt. A.4.3.5.

A.3.13. Wytwórca w mikroinstalacji jest URDO zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego punktu poboru energii (PPE). Posiadacz magazynu energii o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej mniejszej lub równej 50 kW jest URDo zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego PPE.

A.3.14. Wytwórca inny niż, o którym jest mowa w pkt. A.1.13. jest URDW zarówno w zakresie energii pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego punktu poboru energii (PPE). Posiadacz magazynu energii elektrycznej inny niż o którym jest mowa w pkt. A.3.13. jest URDME zarówno w zakresie energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn jak i w zakresie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSDn, dla danego PPE.

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

A.4.1. ZUT Sp. z o.o. zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej fizyczną realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do ZUT Sp. z o.o. w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań realizacyjnych ustalonych w IRiESD i Umowach dystrybucji.

A.4.2. URDW, URDo, URDME oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z PGE Dystrybucja S.A. 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 URDW, URDo, URDME lub sprzedawcy.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.4.3.1. ZUT Sp. z o.o., z zachowaniem wymagań p. A.4.3.5. realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:

- a) Uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) Zawarcia przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji z ZUT Sp. z o.o.
- c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URDo), umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z ZUT Sp. z o.o.,
- d) zawarciu przez URD typu wytwórca (URDw), umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z ZUT Sp. z o.o..
- e) zawarciu przez URD typu odbiorca (URDO), będącego wytwórcą w mikroinstalacji, innego niż prosument, umowy dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A..
- f) wskazaniu przez URDME wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z ZUT Sp. z o.o.

A.4.3.2. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a ZUT Sp. z o.o., powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oznaczenie sprzedawcy, który posiada zawartą GUD z ZUT Sp. z o.o. - dotyczy URDO,
- b) wskazanie sprzedawcy rezerwowego, który posiada zawartą GUD z ZUT Sp. z o.o. umożliwiającą sprzedaż rezerwową – dotyczy URDO,
- c) określenie, że POB dla URDO jest podmiot wskazany przez sprzedawcę

- w GUD, dla którego ZUT Sp. z o.o. realizuje umowę sprzedaży – dotyczy URDO,
- d) określenie POB i zasad jego zmiany – dotyczy URDW oraz URDME,
 - e) sposób i zasady rozliczeń z ZUT Sp. z o.o. z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URDW oraz URDME.

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

- A.4.3.3. Podmiot zamierzający pełnić funkcje POB na obszarze działania ZUT Sp. z o.o., zawiera umowę o świadczenie usług dystrybucji z ZUT Sp. z o.o. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez ZUT Sp. z o.o. z POB spełnia wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2 punkt 2 oraz powinna zawierać w szczególności następujące elementy:
- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy o świadczenie usług przesyłowych z OSP umożliwiającej działalności na rynku bilansującym,
 - b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
 - c) określenie POB - dotyczy URDO, przy czym określenie POB jest realizowane poprzez oznaczenie POB w GUD ze sprzedawcą, z którym URDO ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej,
 - d) określenie POB i zasad jego zmiany - dotyczy URDW,
 - e) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
 - f) osoby upoważnione do kontaktu z ZUT Sp. z o.o. oraz ich dane kontaktowe,
 - g) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze ZUT Sp. z o.o.,
 - h) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD), za których bilansowanie odpowiada POB,
 - i) wykaz sprzedawców, URDW i URDME, dla których POB prowadzi bilansowanie handlowe na obszarze ZUT Sp. z o.o.,
 - j) zobowiązania stron Umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej,
 - k) algorytm agregacji i wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Rynku Bilansującego (MB) zgodnie z pkt. C.1.5.
 - l) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDW lub URDME lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu WDB,
 - m) zasady rozwiązania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP,
 - n) zasady przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru ZUT Sp. z o.o., dla którego PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

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

A.4.3.4. Umowa, o której mowa w punkcie A.4.3.3. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny.

A.4.3.5. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB na obszarze działania ZUT Sp. z o.o., zawartą jedną umowę o świadczenie usług dystrybucji z ZUT Sp. z o.o. oraz spełniający procedury i warunki zawarte w IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez ZUT Sp. z o.o. z

POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania ZUT Sp. z o.o., którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną
- c) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- d) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z ZUT Sp. z o.o.,
- e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o., którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą,
- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez sprzedawcę z odbiorcami,
- g) zasady wchodzenia w życie i rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców z kolejnym Sprzedawcą,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z ZUT Sp. z o.o. oraz ich dane adresowe,
- i) zasady wstrzymywania przez ZUT Sp. z o.o. dostarczania energii do URD,
- j) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- k) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- l) zasady rozliczeń i warunki dokonywania przez ZUT Sp. z o.o. dodatkowych odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych tzn. w terminach innych niż standardowo dokonuje ich ZUT Sp. z o.o., w tym w szczególności odczytów dokonywanych w związku ze zmianą sprzedawcy,
- m) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESD,
- n) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania ZUT Sp. z o.o. o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP – Bilansowanie.
- o) zasady rozwiązywania umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy.

A.4.3.6. Umowa, o której mowa w punkcie A.4.3.5. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku utraty przez sprzedawcę POB świadczącego na jego rzecz usługę bilansowania handlowego na rynku bilansującym. Od momentu rozwiązania ww. umowy sprzedaż energii do URD jest realizowana przez sprzedawcę rezerwowego.

A.4.3.7. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.2., ZUT Sp. z o.o. dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z PGE Dystrybucja S.A. umowę o współpracy międzyoperatorskiej. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez ZUT Sp. z o.o. oraz PGE Dystrybucja S.A.,
- b) zgodę ZUT Sp. z o.o. na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez PGE Dystrybucja S.A.,
- c) oświadczenie ZUT Sp. z o.o. o zawarciu umowy POB, który poprzez swoje MB będzie bilansował URD z obszaru działania ZUT Sp. z o.o.,
- d) dane o posiadanych przez ZUT Sp. z o.o. koncesjach i decyzjach związanych z działalnością energetyczną,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz ich dane adresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej IRiESD,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru ZUT Sp. z o.o.,
- 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 PGE Dystrybucja S.A. a ZUT Sp. z o.o..

A.4.3.8. Istotne postanowienia GUD i GUD-K zawarte są w Załączniku nr 4 do IRiESD. Postanowienia te są wiążące dla PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawców przy zawieraniu tych umów.

A.4.3.9. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcy zawrą nową GUD albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD, zgodnie z obowiązującym w ZUT Sp. z o.o. wzorcem GUD, dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

A.4.3.10. Nie później niż do dnia poprzedzającego uruchomienie produkcyjne CSIRE, ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcy zawrą nową GUD-K albo dokonają aktualizacji obowiązującej GUD-K, zgodnie z obowiązującym w PGE Dystrybucja S.A. wzorcem GUD-K, dostosowanym do funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE.

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

A.5.1. OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieciach, na których został wyznaczony OSDn, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w WDB oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowienia umów dystrybucyjnych OSDp bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej z OSDn.

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

a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POBZ,

b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE do zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POBZ,

c) uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp do świadczenia usług bilansujących na RB,

d) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych AFDMB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB,

e) przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych AFDMB wraz z informacją o POBZ tych zasobów,

f) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POBZ i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POBZ,

- g) rozpatruje reklamacje POBZ dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
 - h) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych AFDMB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych AFDMB poszczególnych JG należących do DUB,
 - i) uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych AFDMB poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach
 - j) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji, obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie POBZ lub DUB przez zasoby należące do URD.
- A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym OSDn realizuje następujące zadania:
- a) przyporządkowuje do POBZ określone MB służące do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i umów dystrybucji lub umów kompleksowych,
 - b) przyporządkowuje sprzedawców, URDW oraz URDME do poszczególnych MB, przydzielonych POBZ, na podstawie informacji przekazanej OSDn przez OIRE z CSIRE,
 - c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży, w tym umowy sprzedaży rezerwowej, na podstawie informacji przekazanej OSDn przez OIRE z CSIRE,
 - d) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy kompleksowe, w tym rezerwowe umowy kompleksowe, na podstawie informacji przekazanej OSDn przez OIRE z CSIRE,
 - e) uwzględnia zmianę POBZ przez sprzedawcę, URDW lub URDME, na podstawie informacji przekazanej OSDn przez OIRE z CSIRE,
 - f) realizuje procedurę zmiany POBZ przez sprzedawcę, URDW lub URDME, g) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji RB,
 - h) rozpatruje reklamacje POBZ dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału G.
- A.5.4. OSDn zgodnie z pkt. A.5.6. może nadawać kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej i nie są objęte obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP, bądź OSDp.
- A.5.5. OSDp nadaje zgodnie z IRiESD OSDp kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSDn na zasadach określonych w umowie, o której mowa w pkt. A.4.1.

- Kody identyfikacyjne nadawane Sprzedawcom są tożsame z kodami identyfikacyjnymi nadanymi przez OSP i zawarte są w GUD
- A.5.6. Kody, o których mowa w pkt. A.5.4. zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:
- URD typu wytwórca – AAAA_KodOSD_W_XXXX, gdzie: ... (oznaczenie literowe podmiotu)... (oznaczenie OSD)..._W_... (numer podmiotu)...,
 - Sprzedawca – AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie: ... (oznaczenie literowe podmiotu)... (oznaczenie kodowe OSD)..._P_... (numer podmiotu)...,
- A.5.7. Oznaczenia kodowe OSDn są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy OSDn i OSP umowy przesyłowej.
- A.5.8. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucji, GUD lub GUD-K pomiędzy podmiotem oraz OSDn.
- A.5.9. OSDn może nadawać kody identyfikacyjne dla poszczególnych Punktów Poboru Energii (PPE) dla rynku detalicznego w celu ich wykorzystywania w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych na potrzeby OSDn oraz Sprzedawców realizujących umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSDn.
- A.5.10. OSDn może nadawać kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego stosując własne oznaczenia lub może stosować oznaczenia kodowe PPE zgodnie z IRiESD OSDp.
- W przypadku braku nadania przez OSDn kodu PPE podstawowym identyfikatorem Punktu Poboru Energii, dla Sprzedawców realizujących umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe w sieci OSDn, jest numer układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- A.5.11. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw energii elektrycznej oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kod PPE jest niezmiennym oznaczeniem jednoznacznie identyfikującym PPE i ma następującą postać zgodna z systemem kodowania oznaczony w pkt. A.5.9. Powyższy format kodu PPE będzie obowiązywał do momentu wprowadzenia przez OSDn nowego formatu kodu PPE, w celu ujednoczenia formatów w skali całego kraju. Nowy format kodu PPE określony w pkt. A.5.11. oraz zasady jego nadawania i renumeracji istniejących kodów PPE określone w pkt. od A.5.12. do A.5.18., będą obowiązywać od daty, o której mowa w pkt. A.5.14.
- A.5.12. Kod PPE jest oznaczeniem w formacie zgodnym z międzynarodowym standardem GS1/GSRN, o następującej postaci:
(590)(J1J2J3J4)(S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10)(K) gdzie: 590 – prefiks dla polskiej organizacji GS1, J1J2J3J4 – numer OSDn nadawany przez polską organizację GS1, S1S2S3S4S5S6S7S8S9S10 – unikalna liczba nadana przez OSDn 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.5.13. Punkt Poboru Energii (PPE) jest oznaczany przez kod PPE, przy czym dany kod identyfikuje tylko jeden PPE.

- A.5.14. Kod PPE jest nadawany po zgłoszeniu gotowości przyłącza/installacji do przyłączenia do sieci OSDn, a przed zawarciem przez URD umowy, na postawie której ma być dostarczana energia elektryczna do PPE.
- A.5.15. O planowanej dacie wejścia w życie nowego formatu kodów PPE OSDn poinformuje Sprzedawców co najmniej z 180 dniowym wyprzedzeniem. Po tym terminie w komunikacji z OSDn będą stosowane wyłącznie nowe kody PPE w formacie określonym w pkt. A.5.9, w tym również w zakresie spraw rozpoczętych, a niezakończonych przed terminem, o którym mowa w zdaniu pierwszym. Wraz z ww. informacją OSDn udostępni Sprzedawcom tabele przenumerowania kodów PPE w formie elektronicznej umożliwiającej kopiowanie danych. Tabela przenumerowania będzie zawierała informację o starym i nowym kodzie PPE
- A.5.16. Zmiana kodów PPE nadanych przez OSDn nie wymaga zmiany umów, na podstawie których dostarczana jest energia elektryczna do PPE.
- A.5.17. Poinformowanie URD o zmianie kodu PPE nastąpi pisemnie lub pocztą elektroniczną na wskazane w umowie adresy e-mail.
- A.5.18. Zasady nadawania kodów PPE:
- a) wszystkie PPE otrzymują kod PPE,
 - b) kod PPE jest nadawany w momencie, o którym mowa w pkt. A.5.11., z zastrzeżeniem pkt. A.5.12,
 - c) kod PPE nadany zostaje dla każdego punktu na obszarze działania OSDn, w którym następuje: (1) „pobieranie”, „wprowadzenie” lub „pobieranie i wprowadzanie” produktu energetycznego (energii, usług dystrybucyjnych, mocy, itp.) do lub z sieci OSDn przez URDo URDW lub URDME, oraz (2) pomiar tej wielkości przez układ pomiarowo-rozliczeniowy lub jej wyznaczenie na potrzeby rozliczeń.
 - d) dla punktów w sieci lub instalacji wewnętrznej URD OSDn, które są podrzędne do PPE, OSDN nie nadaje odrębnego kodu PPE,
 - e) likwidacja kodu PPE następuje tylko w przypadku fizycznej likwidacji przyłącza lub przyłączonego obiektu; likwidacja kodu PPE oznacza zmianę fizycznego statusu PPE na „odłączony”, a tym samym nie ma powtórnego nadawania tych samych kodów PPE,
 - f) zmiany własnościowe obiektu, zmiana adresu (np. nazwy ulicy), nadanie adresu dla punktu identyfikowanego np. nr działki, zmiana parametrów technicznych PPE (np. zmiana mocy przyłączeniowej), itp. nie powodują zmiany kodu PPE,
 - g) zmiana typu umowy sieciowej (umowa kompleksowa, umowa dystrybucyjna) 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.5.19. Przypadki szczególne dotyczące nadawania kodów PPE:
- a) jeżeli w układzie pomiarowym występują oprócz podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego inne układy (np. rezerwowy) to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
 - b) jeśli w skład układu pomiarowo-rozliczeniowego wchodzi liczniki energii czynnej, biernej indukcyjnej, biernej pojemnościowej, itp. to wszystkie mają jeden, ten sam kod PPE,
 - c) w budynkach wielolokalowych każdy PPE posiada odrębny kod PPE,

- d) w przypadku, gdy pod jednym adresem pocztowym istnieje kilka PPE, to każdy z nich posiada odrębny kod PPE,
- e) kod PPE nie ulega zmianie w przypadku przyłączenia do sieci mikroinstalacji.

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY ZUT SP. Z O.O. (OSDN) Z PGE DYSTRYBUCJA S.A. (OSD) W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH.

A.6.1. Podstawą realizacji współpracy ZUT Sp. z o.o. z PGE Dystrybucja S.A. w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb:

- a) rozliczeń na RB,
- b) regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej,
- c) rynku mocy,

jest zawarcie stosownej umowy lub umów przez OSDn z PGE Dystrybucja S.A..

A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych pomiarowych, o których mowa w pkt A.6.1., OSDn musi posiadać układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z PGE Dystrybucja S.A., dostosowane do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niniejszej IRiESD.

W przypadku gdy dane pomiarowe dotyczą obszaru sąsiedniego OSDn, o którym mowa w pkt. A.2.3 lit. c), obowiązek dostosowania układów pomiarowych, o którym mowa powyżej, dotyczy podmiotu przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A., z którego siecią połączona jest sieć OSDn

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

- a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. a OSDn albo pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a przedsiębiorstwem energetycznym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. świadczącym usługi dystrybucji dla URDn przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa lub świadczącym usługi dystrybucji dla innego przedsiębiorstwa do sieci którego są przyłączeni URDn (zwanym dalej PEP) – w przypadku, gdy na sieci, której właścicielem jest to przedsiębiorstwo, funkcja operatora została powierzona innemu podmiotowi,
- d) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a POB, którego MB są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URDn przyłączonych do sieci PEP lub OSDn - dotyczy tylko rozliczeń dla potrzeb RB.

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

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn , zgodnie z niniejszą IRiESD,
- b) przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. 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 MB oraz oddzielnie w PPE URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej,
- c) przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. skorygowanych danych pomiarowych URDn w

- celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na RB zgodnie z WDB,
- d) niezwłocznego przekazywania PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. W celu umożliwienia PGE Dystrybucja S.A. przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,
- b) przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. skorygowanych danych pomiarowych URDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących dla regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej zgodnie z WDB,
- d) niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.6. W celu umożliwienia PGE Dystrybucja S.A. przekazywania danych pomiarowych do OSP na potrzeby rynku mocy, o których mowa w pkt. I.1.10, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URDn, zgodnie z niniejszą IRiESD,
- b) przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.7. Przekazywanie danych przez PGE Dystrybucja S.A. 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 wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URDn typu odbiorca,
- b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej.

OSDn przekazuje PGE Dystrybucja S.A. informacje o wyżej wymienionych POB, którzy mają zawartą umowę, o której mowa w pkt A.6.3. lit. d).

A.6.8. Wyznaczanie i przekazywanie do PGE Dystrybucja S.A. oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD oraz odpowiednio WDB lub RRM.

A.6.9. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URDn typu wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej w obszarze

sieci OSDn lub PEP, na której operatorem jest wyznaczony OSDn, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych na MB tego POB. 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 (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD).

A.6.10. Zaprzestanie przez Sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych na MB POB 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 PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych na potrzeby rynku mocy, odbywa się w trybie dobowym, na następujących zasadach:

- a) w trybie wstępnym dla doby n do godziny 9:00 doby $n+1$,
- b) w trybie podstawowym za miesiąc m do 3 dnia kalendarzowego miesiąca $m+1$,
- c) w trybie dodatkowym za miesiąc m do 2 dnia kalendarzowego miesiąca $m+2$.

W przypadku zastrzeżeń dostawcy mocy w rozumieniu ustawy o rynku mocy do danych pomiarowych, OSDn rozpatruje zastrzeżenia poprzez ponowną weryfikację danych pomiarowych przekazanych w trybie podstawowym i w razie potrzeby przekazuje do PGE Dystrybucja S.A. skorygowane dane pomiarowe do 2 dnia kalendarzowego miesiąca $m+3$.

A.6.12. Przekazywanie danych OSDn do PGE Dystrybucja S.A. na potrzeby rozliczeń regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, odbywa się na zasadach określonych w pkt A.10.2.5.

A.7. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ.

A.7.1. Zasady nadawania certyfikatów ORed

A.7.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP 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 określa WDB.

A.7.1.2. Certyfikowaniu podlega ORed przyłączony do sieci dystrybucyjnej, dla którego przynajmniej jedno PPE przyłączone jest do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV. Dopuszcza się, aby ORed, poza PPE przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, posiadał również dodatkowo PPE przyłączone do sieci o napięciu znamionowym poniżej 1 kV, o ile spełniają one wymagania określone w pkt. A.7.1.9. ppkt. 4) - 5).

A.7.1.3. ORed jest zdefiniowany na zasobach odbiorczych i określony przez jedno lub kilka PPE, tworzących kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci dystrybucyjnej.

A.7.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z kilku PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana przez OSP, jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE. Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. 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.7.1.5. Certyfikat dla ORed jest wydawany przez PGE Dystrybucja S.A., do sieci PGE Dystrybucja S.A. i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGE Dystrybucja S.A.. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGE Dystrybucja S.A., Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt A.7.1.7., wystawia OSDn, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do upoważnionego przez OSDn PGE Dystrybucja S.A., celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W ww. przypadku OSDn przekazuje do PGE Dystrybucja S.A. również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla PGE Dystrybucja S.A. do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt A.7.1.7. wystawia OSDn i przekazuje do upoważnionego przez OSDn PGE Dystrybucja S.A., celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP (dalej „system IP DSR”) i nadania numeru Certyfikatu dla ORed i identyfikatora ORed.. Jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDn zlokalizowanej na obszarze sieci kilku OSDp, Certyfikat dla ORed wystawia OSDn i przekazuje do jednego upoważnionego przez siebie OSDp, na którego obszarze działania jest położony ORed, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania.
- A.7.1.6. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:
- 1) PGE Dystrybucja S.A. – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.;
 - 2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn. Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDp lub OSDn.
- A.7.1.7. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed oraz wzór Certyfikatu dla ORed określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed stosuje się również celem aktualizacji Certyfikatu dla ORed.
- A.7.1.8. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:
- 1) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe;
 - 2) dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel), w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
 - 3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
 - 4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt. A.7.1.3.;
 - 5) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy, ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
 - 6) oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci PGE Dystrybucja S.A.),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do PGE Dystrybucja S.A. i PGE Dystrybucja S.A. do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
 - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich ORed upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie

- OSP),
- d) o spełnieniu warunku odbioru przez ORed energii elektrycznej netto w okresie ostatnich 12 miesięcy, liczonych od dnia złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - e) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - f) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - g) o przyjęciu zobowiązania do bieżącego informowania OSP, PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt. A.7.1.8. ppkt. 1) - 5), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
 - h) o tym, że Odbiorcą w ORed pełni jednocześnie funkcję OSDn dla certyfikowanego ORed (dotyczy jedynie przypadku, gdy PGE Dystrybucja S.A. wydaje certyfikat dla ORed będących jednocześnie OSDn).
- 7) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed). Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSDn. lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSDn wnioski o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez ZUT Sp z.o.o Dystrybucja S.A. adres poczty elektronicznej zutzagorz@pro.onet.pl. Na każde żądanie OSDn., Odbiorca w ORed dostarczy do OSDn. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.
- A.7.1.9. Certyfikacja obejmuje weryfikację:
- 1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
 - 2) poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
 - 3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
 - 4) spełniania, według stanu na dzień złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, przez układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w PPE wymagań technicznych określonych w IRiESD PGE Dystrybucja S.A. lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy;
 - 5) zdalnego pozyskiwania godzinowych danych pomiarowych i ich przekazywania do OSP w trybie dobowym.
- A.7.1.10. Brak potwierdzenia spełnienia przynajmniej jednego z warunków określonych w pkt. A.7.1.9. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed przez OSDn. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku, OSDn. niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.
- A.7.1.11. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. A.7.1.9., w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku i przekazuje Certyfikat dla ORed (wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7.) do PGE Dystrybucja S.A., celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Przekazany do PGE Dystrybucja S.A. Certyfikat dla ORed nie zawiera unikalnego numeru certyfikatu, unikalnego identyfikatora ORed oraz daty wydania Certyfikatu, które zostaną nadane automatycznie przez ww. system informatyczny OSP, podczas rejestracji certyfikatu. OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do PGE Dystrybucja S.A. wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.7.1.5.. Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.. Na każde żądanie PGE Dystrybucja S.A., OSDn dostarczy do PGE

Dystrybucja S.A. w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.7.1.5., albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn. OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów dopuszczalności określonych w pkt. A.7.1.9.

- A.7.1.12. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku do OSDn. W uzasadnionych przypadkach termin wydania Certyfikatu dla ORed może zostać wydłużony do 30 dni. W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, ZUT Sp. z o.o. przekazuje ten certyfikat do PGE Dystrybucja S.A. celem jego rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania, w terminie do 4 dnia roboczego przed ww. terminem wydania certyfikatu.
- A.7.1.13. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.7.1.9., PGE Dystrybucja S.A. upoważniony przez ZUT Sp. z o.o. rejestruje Certyfikat dla ORed w dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP systemie informatycznym OSP, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Do czasu udostępnienia PGE Dystrybucja S.A. systemu informatycznego OSP dedykowanego usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wydawanie Certyfikatu dla ORed, realizowane będzie z pominięciem tego systemu, zgodnie ze wzorem Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7., bez nadawania unikalnego numeru certyfikatu i unikalnego identyfikatora ORed. Certyfikatu dla ORed zostanie nadany numer uproszczony, zgodnie z zasadami przyjętymi przez PGE Dystrybucja S.A..
- A.7.1.14. Certyfikat dla ORed zawiera:
- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.7.1.13.;
 - 2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSDn;
 - 3) dane ORed (nazwa, adres);
 - 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE PGE Dystrybucja S.A., o którym mowa w pkt. A.5.12. (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. i OSDn zlokalizowany jest dany PPE);
 - 5) datę wydania Certyfikatu;
 - 6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
 - 7) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy lub ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
 - 8) informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.
- W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSDn, jest on zobowiązany do wystąpienia do PGE Dystrybucja S.A. o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt. 4).
- A.7.1.15. W przypadku zmiany zakresu PPE (dodanie, usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Procedowanie wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed odbywa się jak dla wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. Wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed następuje w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed. W przypadku zmiany pozostałych danych zawartych w certyfikacie, o których mowa w pkt. A.7.1.14., Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Aktualizacja Certyfikatu w powyższym zakresie powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed i wydanie nowego certyfikatu dla tego ORed.
- A.7.1.16. W przypadku, gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności określone w

pkt. A.7.1.9., Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot zgłasza powyższe do odpowiednio OSDn, do którego złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla danego ORed (OSDn niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do PGE Dystrybucja S.A.).

A.7.1.17. Odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo PGE Dystrybucja S.A. upoważniony przez OSDn, wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) o którym mowa w pkt. A.7.1.16., tj. gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności,
- 2) gdy odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. 7.1.9. ppkt. 2) - 5); OSDn przekazuje decyzję o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do PGE Dystrybucja S.A., który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie informatycznym dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- 3) zaprzestania świadczenia usług dystrybucji Odbiorcy w ORed.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez PGE Dystrybucja S.A. w ww. systemie informatycznym OSP.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących możliwość świadczenia usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP.

Zaprzestaje się przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP.

A.7.1.18. Wniosek, o którym mowa w pkt. A.7.1.15., zgłoszenie, o którym mowa w pkt.

A.7.1.16. oraz decyzja OSDn, o której mowa w pkt. A.7.1.17. ppkt. 2) składane są na wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A..

PGE Dystrybucja S.A. przesyła Certyfikat dla ORed do Odbiorcy w ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej do OSDn, który przekazał certyfikat do zarejestrowania albo informacje o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Certyfikat albo informacja o wygaszeniu przekazywana jest zwrotnie na adres poczty elektronicznej, z której PGE Dystrybucja S.A. otrzymał ten wniosek, zgłoszenie albo decyzję OSDn.

A.7.2. **Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed**

A.7.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

A.7.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP.

A.7.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez PGE Dystrybucja S.A. od OSP informacji o konieczności przekazania danych pomiarowych z ORed uczestniczących w świadczeniu usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, w wyniku wezwania OSP do redukcji w ramach tej usługi.

PGE Dystrybucja S.A., po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje w dobie n+4 zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt A.7.2.7. – A.7.2.9.

PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych

w pkt A.7.2.5..A.7.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, PGE Dystrybucja S.A. przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.7.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGE Dystrybucja

S.A..

A.7.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią PGE Dystrybucja S.A., zobowiązany jest do przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. 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.7.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od PGE Dystrybucja S.A.,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n), o którym mowa w pkt. A.7.2.7., w terminie do doby $n+2$,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. A.7.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca $m+1$,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. A.7.2.9., za miesiąc m , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca $m+2$ lub $m+4$.

OSDn przekazuje do PGE Dystrybucja S.A. godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. zgodnie ze standardem WIRE.

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.4.3.7.

A.7.2.6. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.

A.7.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.

A.7.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m , PGE Dystrybucja S.A. dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do PGE Dystrybucja S.A. zgodnie z pkt. A.7.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez PGE Dystrybucja S.A. w trybie podstawowym $m+1$, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.7.2.7.

W trybie podstawowym $m+1$ wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

A.7.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie PGE Dystrybucja S.A. przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z WDB.

A.7.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane wyłącznie przez OSP podmiotowi świadczącemu usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców na polecenie OSP.

A.8. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA URD KTÓRZY MAJĄ ZAWARTE UMOWY DYSTRYBUCJI

A.8.1. Działając na podstawie upoważnienia zawartego w umowie dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. zawrze w imieniu i na rzecz URD, rezerwową umowę sprzedaży ze wskazanym przez URD w umowie dystrybucyjnej sprzedawcą rezerwowym, w następujących przypadkach:

- 1) trwałej lub przemijającej utraty przez sprzedawcę lub przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe wskazany przez sprzedawcę możliwości działania na rynku bilansującym,
- 2) utraty przez sprzedawcę możliwości sprzedaży energii elektrycznej,
- 3) utraty przez sprzedawcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe,
- 4) zakończenia umowy sprzedaży zgodnie z IRiESD-Bilansowanie przez dotychczasowego sprzedawcę i niedokonania lub nieskutecznego dokonania przez nowego sprzedawcę powiadomienia ZUT Sp. z o.o o zawarciu z URD umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży - określonego w pkt. D.2.1., z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. A.8.2. Zawarcie rezerwowej umowy sprzedaży następuje poprzez złożenie przez ZUT Sp. z o.o. sprzedawcy rezerwowemu oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.8.5.

A.8.2. ZUT Sp z o.o. nie zawrze rezerwowej umowy sprzedaży w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b ust. 1, ust. 2 lub ust. 4 ustawy Prawo energetyczne (w tym także wówczas gdy w okresie wstrzymania dojdzie do zakończenia umowy sprzedaży), albo rozwiązania sporu przez Koordynatora dotyczącego wstrzymania dostarczania na niekorzyść odbiorcy w gospodarstwie domowym lub wydania niekorzystnej dla tego odbiorcy decyzji przez Prezesa URE,
- 2) wyprowadzenia URD z PPE,
- 3) gdy okoliczności, o których mowa w pkt. A.8.1. wystąpią w odniesieniu do rezerwowej umowy sprzedaży realizowanej ze wskazanym przez URD sprzedawcą rezerwowym,
- 4) gdy okoliczności, o których mowa w pkt. A.8.5 dotyczą URD innego niż URD w gospodarstwie domowym.

Dla przypadków określonych powyżej w ppkt. 1), 3) i 4) ZUT Sp. z o.o. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej dla tego URD.

A8.3. Sprzedawca, który zawarł z ZUT Sp z o.o. GUD, która umożliwia -zawieranie rezerwowych umów sprzedaży na obszarze ZUT Sp. z o.o. , składa ZUT Sp z o.o. ofertę zawarcia rezerwowych umów sprzedaży obejmującą w szczególności:

- a) cennik sprzedaży rezerwowej,
- b) wzór rezerwowej umowy sprzedaży.

Sprzedawca jest zobowiązany do przekazania ZUT Sp z o.o. dokumentów, o których mowa powyżej, w chwili zawarcia GUD - umożliwiającej zawieranie rezerwowych umów sprzedaży oraz dodatkowo publikuje te dokumenty na swojej stronie internetowej. Sprzedawca może zmieniać powyższą ofertę i w takim przypadku zobowiązany jest do przekazywania ZUT Sp. z o.o. aktualizacji powyższych dokumentów wraz z odnośnikiem do miejsca ich opublikowania na stronie internetowej sprzedawcy - z co najmniej dziesięciodniowym wyprzedzeniem przed datą początku ich obowiązywania. Zaprzestanie pełnienia funkcji sprzedawcy rezerwowego wymaga zmiany GUD. Sprzedawca wykonujący na obszarze ZUT Sp. z o.o. zadania sprzedawcy z urzędu - jest zobowiązany do złożenia oferty zawierania rezerwowych umów sprzedaży w

sposób określony powyżej - dla URD w gospodarstwach domowych i w okresie, w którym pełni zadania sprzedawcy z urzędu - nie może tej oferty wycofać.

- A.8.4. Warunkiem zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży przez ZUT Sp z o.o., jest wskazanie przez URD sprzedawcy rezerwowego wybranego z wykazu, o którym mowa w pkt. A.3.8., innego niż sprzedawca będący stroną umowy sprzedaży. Wymóg by sprzedawcą rezerwowym mógł być tylko inny sprzedawca niż sprzedawca będący stroną zawartej umowy sprzedaży - nie dotyczy przypadku, gdy ofertę, o której mowa w pkt. A.8.3 złożył tylko jeden sprzedawca. Dokonując powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.1. - sprzedawca wskazuje sprzedawcę rezerwowego, co jest równoznaczne ze złożeniem oświadczenia w przedmiocie dokonania przez URD wyboru sprzedawcy rezerwowego.
- A.8.5. W razie zaistnienia podstaw do rozpoczęcia przez sprzedawcę sprzedaży rezerwowej na rzecz URD – ZUT Sp z o.o. złoży sprzedawcy w imieniu i na rzecz tego URD oświadczenie o przyjęciu oferty zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży określonej w pkt. A.8.3. (aktualnej na datę złożenia przez ZUT Sp z o.o. oświadczenia o przyjęciu oferty):
- 1) w przypadku, o którym mowa w pkt. A.8.1. ppkt. 3) – nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej;
 - 2) w pozostałych przypadkach, o których mowa w pkt, A.8.1. – nie później niż w terminie 3 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przesłanek do zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- Sposób przekazania oświadczenia o przyjęciu oferty zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży oraz jego wzór określa GUD. W razie rozbieżności między treścią oferty zawarcia rezerwowych umów sprzedaży opublikowanej na stronie internetowej sprzedawcy, a treścią dokumentów przekazanych ZUT Sp z o.o. zgodnie z pkt. A.8.3. - rezerwowa umowa sprzedaży jest zawarta na warunkach zgodnych z treścią dokumentów przekazanych ZUT Sp z o.o. zgodnie z pkt. A.8.3. W przypadku gdy URD jest konsumentem warunkiem rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej jest zawarcie w oświadczeniu, o którym mowa powyżej, żądania URD rozpoczęcia świadczenia sprzedaży rezerwowej przed upływem 14-dniowego okresu odstąpienia od umowy.
- A.8.6. Rezerwowa umowa sprzedaży jest realizowana przez ZUT Sp. z o.o. z dniem rozpoczęcia, zgodnie z IRiESD, sprzedaży energii elektrycznej, na podstawie umowy zawartej z wybranym przez URD sprzedawcą.
- A.8.7. Sprzedawca zobowiązuje się powiadamiać ZUT Sp. z o.o. o zakończeniu rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej zgodnie z pkt. D.2.7.
- A.8.8. ZUT Sp. z o.o. udostępni Sprzedawcy rezerwowemu odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- A.8.9. W przypadku zakończenia obowiązywania rezerwowej umowy sprzedaży i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia nowej umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, ZUT Sp z o.o.. zaprzestaje dostarczania energii elektrycznej.

A.9. ZASADY WYMIANY INFORMACJI

A.9.1. Wymiana informacji między Dystrybucja S.A. i sprzedawcami odbywa się poprzez dedykowane systemy informatyczne PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z dokumentem „Standardy wymiany informacji” (SWI), opublikowanym na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A..

O zmianie „Standardów wymiany informacji” PGE Dystrybucja S.A. informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD lub GUD-K, na min. 90 dni kalendarzowych przed ich wejściem w życie oraz publikuje je na swojej stronie internetowej, o ile zmiany te wynikają z potrzeb PGE Dystrybucja S.A.. W przypadku, gdy zmiany „Standardów wymiany informacji” wynikają ze zmian przepisów prawa, PGE Dystrybucja S.A. informuje sprzedawców, posiadających podpisaną GUD lub GUD-K, o terminie wejścia w życie zmian „Standardów wymiany informacji”, które wynikają z tych zmian prawnych.

W przypadku wymiany informacji, które nie są objęte SWI PGE Dystrybucja S.A. określa sposób ich wymiany w umowach, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.

- A.9.2. Wymiana pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSP danych strukturalnych i planistycznych odbywa się zgodnie z IRiESP. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM i IRiESP oraz PGE Dystrybucja S.A., służy system informatyczny OSP składający się z: a) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych - PWDS; b) Portalu Wymiany Danych Planistycznych - PWDP.
- A.9.3. Wymiana informacji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a sprzedawcami, o której mowa w pkt A.9.1., dotycząca zgłoszeń i powiadomień planowanych do realizacji na datę późniejszą niż dzień kalendarzowy uruchomienia produkcyjnego CSIRE, nie będą przyjmowane przez PGE Dystrybucja S.A. do realizacji.
- A.9.4. Sprzedawca jest zobowiązany do aktualizacji danych przekazanych do PGE Dystrybucja S.A. w powiadomieniu, o którym mowa w pkt D.2.1., związanych z realizowanymi umowami kompleksowymi lub umowami sprzedaży. Aktualizacja tych danych odbywa się poprzez system, o którym mowa w pkt A.9.1., zgodnie z SWI.
PGE Dystrybucja S.A., na dzień uruchomienia produkcyjnego CSIRE, będzie realizowała umowy kompleksowe lub umowy sprzedaży, zgodnie z danymi posiadanymi na ten dzień w systemie, o którym mowa w pkt A.9.1.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

- B.1. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwana dalej umową dystrybucji) zawierana jest na wniosek URDo, URDw oraz URDme lub podmiotu przyłączanego do sieci ZUT Sp. z o.o..
- B.2. W przypadku URDo, umowa dystrybucji winna zostać zawarta przed dniem wejścia w życie zgłoszonej do ZUT Sp. z o.o. umowy sprzedaży energii elektrycznej, którą URDo zawarł z wybranym sprzedawcą. Świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej wynikające z zawartej przez URDo umowy dystrybucji, następuje z datą wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- B.3. W przypadku URDw, umowa dystrybucji jest zawierana po wskazaniu POB przez URDw, z którym URDw zawarł stosowną umowę.
- B.4. Podpisana przez URD umowa dystrybucji, winna zostać przekazana do ZUT Sp. z o.o. nie później niż na 5 dni przed datą jej wejścia w życie.
- B.5. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w pkt. B.2. określa pkt. D.
- B.6. Świadczenie usług dystrybucji dla URDW w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci ZUT Sp. z o.o., odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z ZUT Sp. z o.o. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URDW jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt. B.1., po wskazaniu POB przez URDW. Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.
- B.7. Umowa o świadczenie usług dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci ZUT Sp. z o.o., z URDO wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.
- B.8. Dla URDO posiadającego umowę kompleksową chcącego zawrzeć umowę o świadczenie usług dystrybucji, dopuszcza się zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez upoważnionego sprzedawcę działającego w imieniu i na rzecz URDO wraz z powiadomieniem, o którym mowa w pkt D.2.4, oświadczenia o posiadaniu oświadczenia woli tego URDO (według wzoru zamieszczonego na stronie internetowej OSD lub udostępnianego w siedzibie OSD) obejmującego zgodę URDO na zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z OSD, na warunkach wynikających z:

a) wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej OSD

i stanowiącego integralną część wzoru oświadczenia,

b) taryfy OSD oraz IRiESD zamieszczonych na stronie internetowej OSD,

c) dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z taryfą OSD oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w a).

Z dniem złożenia przez sprzedawcę oświadczenia, o którym mowa powyżej, następuje zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy URDO i OSD, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń, pod warunkiem pozytywnej weryfikacji powiadomienia. W takim przypadku OSD, w terminie do 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania oświadczenia, wysyła do URDO potwierdzenie treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji. Na każde uzasadnione żądanie OSD sprzedawca jest zobowiązany do przedłożenia OSD oryginału oświadczenia URDO albo kopii tego oświadczenia notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem albo kopii tego oświadczenia poświadczonej za zgodność z oryginałem przez pełnomocnika sprzedawcy, w terminie do 7 dni od dnia otrzymania żądania.

Przedłożenie może nastąpić za pośrednictwem operatora pocztowego, przesyłką kurierską lub w inny sposób ustalony między OSD i sprzedawcą.

OSD informuje sprzedawców posiadających zawarte GUD o zmianie wzoru oświadczenia wraz z odnośnikiem do miejsca jego opublikowania na stronie internetowej OSD, z co najmniej 10-dniowym wyprzedzeniem przed datą początku obowiązywania zmienionego wzoru oświadczenia. Informacja taka jest przekazywana na adres poczty elektronicznej sprzedawcy, wskazany w GUD. Zmiana wzoru oświadczenia przez OSD nie wymaga zmiany uzyskanych wcześniej oświadczeń, które pozostają nadal w mocy. Powyższe nie dotyczy przypadków wynikających ze zmian obowiązującego prawa. W razie rozbieżności pomiędzy treścią wzoru oświadczenia opublikowanego na stronie internetowej OSD, a treścią oświadczenia przekazanego sprzedawcy, sprzedawca pozyskuje od URDO oświadczenie o treści zgodnej ze wzorem przekazanym sprzedawcy przez OSD.

B.9. W przypadku zawarcia przez URDO z OSD umowy o świadczenie usług dystrybucji, z dniem rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji w ramach tej umowy, dotychczasowa umowa kompleksowa przestaje być realizowana przez OSD.

B.10. Świadczenie usług dystrybucji dla URDW oraz URDME w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD, odbywa się wyłącznie na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z OSD. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URDW oraz URDME jest zawierana na wniosek, o którym mowa w pkt B.1, po wskazaniu POB przez URDW oraz URDME. Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału E.

B.11. Umowa o świadczenie usług dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci OSD, z URDO wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów rozliczanych na podstawie umowy kompleksowej, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.

B.12. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie tylko jednej umowy tj. umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.

B.13. OSD zamieszcza na swojej stronie internetowej lub udostępnia w swojej siedzibie wykaz informacji, które zgodnie z art. 12 ust. 1 ustawy o prawach konsumenta winny być przekazane konsumentowi zamierzającemu zawrzeć umowę dystrybucji z OSD.

B.14. W przypadku złożenia, zgodnie z pkt.D.2.12, przez sprzedawcę i przyjęcia przez OSD oświadczenia o anulowaniu powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii

elektrycznej, o którym mowa w pkt. D.2.4, umowa o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa:

- a) w pkt. B.7 ulega rozwiązaniu w dniu przyjęcia przez OSD oświadczenia o anulowaniu powiadomienia, bez konieczności składania dodatkowych oświadczeń. W takim przypadku OSD, nie wysłała do URDo potwierdzenia treści zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji, o którym mowa w pkt. B.7;
- b) w pkt. B.2 nie ulega rozwiązaniu i nie jest realizowana przez OSD do dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę zgodnie z rozdziałem D IRiESD - Bilansowanie.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

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

- - C.1.1. ZUT Sp. z o.o. na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania OP w rozumieniu WDB, w zakresie FRP i FMB przypisanych do MB, które składają się na JBOS będącą w posiadaniu ZUT Sp. z o.o. jako POBOSD. ZUT Sp. z o.o. może zlecić realizację funkcji OP, w całości bądź w części, innemu podmiotowi.
 - C.1.2. Administrowanie przez ZUT Sp. z o.o 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 PGE Dystrybucja S.A.,
 - c) wyznaczanie ilości energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
 - d) udostępnianie OSP, sąsiednim OSDp, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
 - e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w lit. d), dotyczących nieudostępnionych danych pomiarowych lub przyporządkowanych tym podmiotom ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
 - C.1.3. ZUT Sp. z o.o pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości energii elektrycznej poprzez LSPR. ZUT Sp. z o.o. pozyskuje te dane w postaci:
 - a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. lub wprowadzonej do tej sieci przez URD, wyznaczone na podstawie profilu energii elektrycznej pochodzącego z licznika zdalnego odczytu,
 - b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników. ZUT Sp. z o.o. pozyskuje dane pomiarowe, o których mowa:
 - 1) w lit. a) - nie rzadziej niż 1 raz na dobę,
 - 2) w lit. b) - w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy ZUT Sp. z o.o. a URD albo umów kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez ZUT Sp. z o.o. harmonogramu odczytów wskazań układów pomiaroworozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych albo w umowach kompleksowych.

- C.1.4. Ilości energii elektrycznej dla MDD i MB zdefiniowanych na obszarze ZUT Sp. z o.o. wyznaczone są w następujących cyklach: a) podstawowym – podczas, którego od n+1 do n+4 Doby handlowej, ZUT Sp. z o.o. 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 – odpowiadającym cyklowi korekt na Rynku Bilansującym, podczas którego ZUT Sp. z o.o. 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.2.2.
- C.1.5. ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. lub wprowadzoną do tej sieci.
- C.1.6. ZUT Sp. z o.o. wyznacza ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. 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.1.7. Do określenia ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. 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 PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych, ZUT Sp. z o.o. wyznacza dane pomiarowe zgodnie z pkt C.1.8.
- C.1.8. ZUT Sp. z o.o. 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 pomiaroworozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z uwzględnieniem sezonowości przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na wielkość przepływu tej energii.
- ZUT Sp. z o.o. 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 pomiaroworozliczeniowy. W takim przypadku, ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiaroworozliczeniowego rezerwowego pod warunkiem, że ten układ zarejestrował poprawne dane pomiarowe.
- C.1.9. W przypadku braku możliwości pozyskania przez ZUT Sp. z o.o. rzeczywistych odczytów wskazań układów pomiaroworozliczeniowych z przyczyn niezależnych od ZUT Sp. z o.o., ZUT Sp. z o.o. wzywa URD do umożliwienia dostępu do układu pomiaroworozliczeniowego:
- 1) po upływie trzech kolejnych okresów rozliczeniowych od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla URD posiadających okresy rozliczeniowe nie dłuższe niż 4 miesiące,
 - 2) po upływie 12 miesięcy od dnia uzyskania danych pomiarowych z PPE - dla pozostałych URD.
- C.1.10. Dane pomiarowe i pomiaroworozliczeniowe udostępniane są przez ZUT Sp. z o.o dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji na zasadach i w terminach określonych w niniejszej IRiESD.
- Sposób udostępniania danych pomiarowych sprzedawcom określają umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7. IRiESD-Bilansowanie.
- C.1.11. Na potrzeby rozliczeń RB, ZUT Sp. z o.o. wyznacza i udostępnia dane pomiarowe i pomiaroworozliczeniowe dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, dla:
- 1) OSD jako zagregowane MB RB, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w WDB,
 - 2) POBZ jako zagregowane MB RB i MDD bilansowanych sprzedawców oraz dane bilansowanych URDW i URDME,
 - 3) sprzedawców jako zagregowane MDD, zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom
- C.1.12. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego ZUT Sp. z o.o. udostępnia następujące dane pomiarowe:
- a) Sprzedawcom: - o zużyciu energii elektrycznej odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych oraz w każdym przypadku wpływającym na rozliczenie usługi dystrybucji pomiędzy sprzedawcą a URD, w szczególności w przypadku zmiany taryfy PGE Dystrybucja S.A., zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiaroworozliczeniowego, zmiany odbiorcy przyjętej przez PGE Dystrybucja S.A., także w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej z wyłączeniem przypadku zmiany taryfy PGE Dystrybucja S.A., umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych w danym miesiącu,
 - za zgodą URD będącego osobą fizyczną, dane pomiarowe URD, dla przedziałów czasowych zgodnych z ORN, po ich uzyskaniu przez ZUT Sp. z o.o., zgodnie z pkt. C.1.3.a),
 - oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD będącego prosumentem.Sprzedawcy udostępniane są dane pomiarowe URD objętych realizowaną w danym okresie umową GUD lub GUD-K.
 - b) URD: – zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne, zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.
- C.1.13. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiaroworozliczeniowych, ZUT Sp. z o.o. w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD.
- Sposób udostępniania sprzedawcom danych pomiarowych wskazanych w pkt C.1.12. lit. a) określają umowy, o których mowa w pkt A.4.3.6. oraz A.4.3.7.

C.1.14. 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 w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku korekty danych pomiarowych, ZUT Sp. z o.o. przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt. C.1.11. lit. b) i c).

2) URD, korygowane są w przypadku: a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych, b) korekty danych składowych, c)

rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

W przypadku korekty danych pomiarowych, ZUT Sp. z o.o. przekazuje sprzedawcy skorygowane dane.

ZUT Sp. z o.o. dokonuje korekty za cały okres, w którym występowały błędy odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego albo inne nieprawidłowości.

C.1.15. URD, Sprzedawcy oraz POBZ mają prawo wystąpić do ZUT Sp. z o.o. z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.1.16. ZUT Sp. z o.o. wyznacza energię rzeczywistą w Miejscach Bilansowania typu MBOSD na podstawie zapisów WDB oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP oraz odpowiednio umowy zawartej pomiędzy parą OSDp.

C.1.17. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy ZUT Sp. z o.o. , a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.

C.1.18. ZUT Sp. z o.o. w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień rozpoczęcia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

ZUT Sp. z o.o. w terminie 14 dni od dnia zakończenia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę, udostępnia sprzedawcy wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego URD na dzień zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę oraz dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej URD w okresie od zakończenia ostatniego okresu rozliczeniowego do dnia zakończenia sprzedaży energii lub świadczenia usługi kompleksowej przez sprzedawcę.

C.1.19. ZUT Sp. z o.o. wraz z fakturą za świadczone usługi dystrybucji przedstawia URD informacje o:

- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;
- 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;
- 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiaroworozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

C.1.20. ZUT Sp. z o.o. po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji URD, przedstawia sprzedawcy świadczącemu usługę kompleksową informacje o:

- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym URD;
- 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela OSD, albo odczyt dokonany i zgłoszony przez URD;
- 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się

z datami odczytów układu pomiaroworozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

- C.1.21. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a Prosumentem lub Prosumentem zbiorowym, ZUT Sp. z o.o. udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o., odpowiednio przez Prosumenta lub Prosumenta zbiorowego, przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z tej sieci dystrybucyjnej, zarejestrowanej uprzednio przez LZO na wszystkich fazach instalacji elektrycznej, dokonywanym w SPR.
- C.1.22. W przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy w PPE Prosumenta zbiorowego lub Prosumenta wirtualnego nie umożliwi ustalenia godzinowej ilości pobranej energii elektrycznej, to ZUT Sp. z o.o. ustala godzinowy pobór energii elektrycznej z uwzględnieniem standardowego profilu zużycia, o którym mowa w rozdziale G.
- C.1.23. Na potrzeby rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną lub jej członkami, ZUT Sp. z o.o. udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. i z tej sieci pobranej, przez wszystkich wytwórców i odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz, wyznaczone w systemie informatycznym ZUT Sp. z o.o.
- C.1.24. Dane pomiarowe, o których mowa w pkt C.1.22., są rejestrowane przez LZO. LZO rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej:
- 1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz;
 - 2) pobranej z sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA SMMDD SPRZEDAWCY MACIERZYSTEGO

- C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ Sprzedawcy Macierzystego (SM) wymaga realizacji następujących działań:
- 1) określenie ilości energii elektrycznej dla MDD i MB zdefiniowanych na obszarze ZUT Sp. z o.o., z wyłączeniem $_{SM}MDD$;
 - 2) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej dla n-tej Doby handlowej;
 - 3) wyznaczenie ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ dla n-tej Doby handlowej;
 - 4) korygowanie ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ oraz ilości energii elektrycznej dla JB_{OS} ZUT Sp. z o.o.
- C.2.2. Ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ wyznaczone w cyklu korygującym, stanowią podstawę rozliczeń obejmujących ZUT Sp. z o.o. i Sprzedawcę Macierzystego (SM).
- C.2.3. Określanie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze ZUT Sp. z o.o., z wyłączeniem $_{SM}MDD$, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- C.2.4. W cyklu podstawowym, ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej dla h-tej godziny n-tej Doby handlowej, wyznacza się według następujących zasad:
- a) ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej wyznaczana jest od n+1 do n+4 Doby handlowej, na podstawie zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A.;
 - b) ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej, określa się korzystając z następującej zależności:

$$E_{RBh} = K_{RB} \times Z_{OSDh}$$

Gdzie:

E_{RBh} – ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej;

K_{RB} – współczynnik określony zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.5;

Z_{OSDh} – zapotrzebowanie na energię elektryczną na obszarze ZUT Sp. z o.o. w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej określone zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.6.;

c) wyznaczona zgodnie z zależnością określoną w podpunkcie b) ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej, stanowi podstawę do wyznaczenia ilości dostaw energii elektrycznej $_{SMM}DD$ dla h-tej godziny n-tej Doby handlowej.

C.2.5. Wartość współczynnika K_{RB} określa się dla każdego miesiąca, na podstawie danych historycznych zawartych w sprawozdaniu G-10.7 dla odpowiednich okresów z ostatnich trzech lat, korzystając z następującej zależności:

$$K_{RB} = \frac{E_{RBs}}{E_{OSPs}^{\pm} + E_{WYTs}^{\pm} + E_{OSDs}^{\pm} + E_{WMs}^{\pm}}$$

Gdzie:

E_{RBs} – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej pobrana na pokrycie różnicy bilansowej, w tym na pokrycie strat technicznych powstałych w wyniku dystrybucji energii elektrycznej oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej,

E_{OSPs}^{\pm} – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. z/do sieci OSP,

E_{WYTs}^{\pm} – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez wytwórców,

E_{OSDs}^{\pm} – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez innych OSD,

E_{WMs}^{\pm} – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. w ramach wymiany międzynarodowej.

Do wyznaczenia Z_{OSDh} , o którym mowa powyżej, przyjmuje się dane składowe zgodne z danymi przyjętymi do Rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku braku takich danych, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza tę wielkość na podstawie danych przekazanych do rozliczeń na Rynku Bilansującym.

C.2.6. Zapotrzebowanie na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A., w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej, określa się zgodnie z zależnością:

$$Z_{OSDh} = E_{OSP_h}^{\pm} + E_{WYTh}^{\pm} + E_{OSDh}^{\pm} + E_{URD_Wh}^{\pm} + E_{WMh}^{\pm}$$

Gdzie:

$E_{OSP_h}^{\pm}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. z/do sieci OSP, w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej;

E_{WYTh}^{\pm} – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez wytwórców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej, w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej;

E_{OSDh}^{\pm} – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez innych OSD, w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej;

$E_{URD_Wh}^{\pm}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD_w oraz URD_{ME}, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru Rynku Bilansującego,

E_{WMh}^{\pm} – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. w ramach wymiany międzynarodowej, w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej.

Do wyznaczenia Z_{OSDh} , o którym mowa powyżej, przyjmuje się dane składowe zgodne z danymi przyjętymi do Rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku braku takich danych, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza tę wielkość na podstawie danych przekazanych do rozliczeń na Rynku Bilansującym.

C.2.7. W cyklu podstawowym ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ dla h-tej godziny n-tej Doby handlowej określa się korzystając z następującej zależności:

$$E_{SMh} = Z_{OSDh} - E_{MDD_URD_Sh}^{\pm} - E_{MDD_URD_Ph}^{\pm} - E_{RBh}$$

Gdzie:

Z_{OSDh} – zapotrzebowanie na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A., w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej, wyznaczone zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.6;

$E_{MDD_URD_Sh}^{\pm}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzonej/pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. w MDD URD, dla których SM nie jest sprzedawcą, w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej;

$E_{MDD_URD_Ph}^{\pm}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzonej/pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. w MDD URD, dla których SM zapewnia bilansowanie handlowe, w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej;

E_{RBh} – ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej PGE Dystrybucja S.A., wyznaczona przy wykorzystaniu zależności przedstawionej w pkt. C.2.4., w h-tej godzinie n-tej Doby handlowej.

C.2.8. Ilość energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ wyznaczona zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.7. i agregowana w MB POB_Z SM oraz ilość energii elektrycznej dla MB innych URB na obszarze PGE Dystrybucja S.A., są zgłaszane do OSP jako rzeczywiste ilości energii i stanowią podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym.

C.2.9. Ilości energii elektrycznej dla JB_{OS} PGE Dystrybucja S.A. na Rynku Bilansującym, zgodnie z WDB, wyznaczana jest jako wielkość domykająca bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..

C.2.10. Wyznaczenie rzeczywistej ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ odbywa się dla każdego miesiąca (dane wstępne) oraz dla roku kalendarzowego (dane ostateczne).

C.2.11. Wyznaczenie ilości energii elektrycznej, o których mowa w pkt. C.2.10., dokonuje się na podstawie danych zawartych w przyjętych sprawozdaniach G-10.4/G-10.7, przy czym:

a) dane wstępne wyznacza się w okresach miesięcznych na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu G-10.4/G-10.7,

b) dane ostateczne wyznacza się po zakończonym roku kalendarzowym na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu G-10.4 (roczne) i G-10.7 (roczne).

C.2.12. Korygowanie ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$, odbywa się według następującego algorytmu:

a) dla każdego miesiąca i roku kalendarzowego, PGE Dystrybucja S.A. na podstawie sprawozdań G-10.4/G-10.7 wyznacza ilość energii elektrycznej zaewidencjonowaną dla odbiorców obsługiwanych przez SM, korzystając z zależności:

$$E_{SMm} = E_{SM_URDm} + E_{SM_Wm} + E_{SM_PWm} + E_{OSD_PWm}$$

Gdzie:

E_{SM_URDm} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD, którym SM sprzedaje energię, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w m-tym okresie,

E_{SM_Wm} – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URDW, dla których SM zapewnia bilansowanie handlowe, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w m-tym okresie,

E_{SM_PWm} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez SM i zużyta na potrzeby własne SM, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w m-tym okresie,

E_{OSD_PWm} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci PGE Dystrybucja S.A. i zużyta na potrzeby własne PGE Dystrybucja S.A., dla których SM jest Sprzedawcą, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w m-tym okresie,

b) PGE Dystrybucja S.A. określa różnicę pomiędzy ilością energii elektrycznej wyznaczaną zgodnie z zależnością przedstawioną w podpunkcie a), a sumą ilości energii elektrycznej zgłoszoną do OSP na Rynek Bilansujący dla $_{SM}MDD$ w MB_0 POB_z SM, wykorzystując następującą zależność:

$$\Delta E_{SMm} = E_{SMm} - \sum_{h=1}^H E_{SMh}$$

Gdzie:

E_{SMm} – ilość energii elektrycznej wyznaczona przez PGE Dystrybucja S.A. dla $_{SM}MDD$ w m-tym okresie zgodnie z zależnością przedstawioną w punkcie C.2.12 a),

E_{SMh} – ilość energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$, dla h-tej godziny n-tej Doby handlowej m-tego okresu będąca podstawą do rozliczeń na rynku bilansującym wyznaczona zgodnie z zależnością przedstawioną w punkcie C.2.7, z uwzględnieniem zasad zawartych w pkt. C.1.14,

H – liczba godzin w m-tym okresie,

c) ilość energii elektrycznej, wyznaczona zgodnie z zależnością przedstawioną w podpunkcie b), stanowi podstawę do rozliczeń korygujących dotyczących SM i PGE Dystrybucja S.A.

C.2.13. PGE Dystrybucja S.A. udostępnia SM następujące informacje: a) obowiązujące wartości współczynnika KRB,

b) grafik zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A., o którym mowa w pkt. C.2.6 wyznaczony w cyklach, o których mowa w pkt. C.1.4

c) grafik energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ wyznaczony w cyklach, o których mowa w pkt. C.1.4.

Do chwili gdy Sprzedawca Macierzysty posiada na terenie PGE Dystrybucja S.A. więcej niż jeden aktywny kod sprzedawcy, dane o których mowa w punkcie c) powyżej, będą wyznaczane oddzielnie na każdy kod sprzedawcy.

D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

D.1. OGÓLNE ZASADY

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. Procedura dotyczy również przypadku rozdzielenia przez URDo umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, na oddzielne umowy: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji

D.1.2. W przypadku odbiorców przyłączanych do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. stosowana jest procedura zmiany sprzedawcy, z pominięciem pkt. D.1.7. i D.3.2. W ww. przypadkach dopuszcza się wejście w życie umowy sprzedaży energii w innych terminach, uzgodnionych przez strony umowy i ZUT Sp. z o.o..

- D.1.3. . Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych URDo do wymagań określonych w IRiESD i rozporządzeniu pomiarowym nie dotyczy rozdzielania umowy kompleksowej.
- D.1.4. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania ZUT Sp. z o.o., jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z ZUT Sp. z o.o... Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a ZUT Sp. z o.o. oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o., którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.
- D.1.5. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub dokonać rozdzielania umowy kompleksowej, muszą spełniać postanowienia pkt. II.4.7. IRiESD. Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością ZUT Sp. z o.o. powinien spełniać wymagania zawarte w pkt. II.4.7. IRiESD przed dokonaniem przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1.
- D.1.6. Przy każdej zmianie przez URDo sprzedawcy lub w przypadku rozdzielania umowy kompleksowej, dokonywany jest przez ZUT Sp. z o.o. odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem. Dla URDo przyłączonych do sieci ZUT Sp. z o.o. na niskim napięciu, ZUT Sp. z o.o. może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy lub rozdzielania umowy kompleksowej również na podstawie ostatniego posiadanego odczytu, jednak nie starszego niż 6 miesięcy, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który ZUT Sp. z o.o. posiada odczytane wskazania.
- D.1.7. Nowa umowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta pomiędzy URDo a sprzedawcą wchodzi w życie w pierwszym dniu miesiąca kalendarzowego, z uwzględnieniem zapisów obowiązującej umowy dystrybucji oraz przy zachowaniu terminów o których mowa w pkt. D.2.4.
- D.1.8. URDo może zawrzeć dla jednego PPE dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URDo wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, tzw. sprzedawcę podstawowego. Powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1 dokonuje wyłącznie sprzedawca podstawowy. Rzeczywista ilość energii w PPE URDo, będzie wykazywana w MB POB wskazanego w generalnej umowie dystrybucji przez sprzedawcę podstawowego, zgodnie z pkt. C.1.5.

D.2. ZASADY POWIADAMINIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY

- D.2.1. Sprzedawca jako jedna ze stron umowy sprzedaży, zgłasza do ZUT Sp. z o.o. w formie powiadomienia na formularzu , w imieniu własnym i URDo, informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.
- D.2.2. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. określa Załącznik nr 3 do IRiESD.
- D.2.3. Realizacja procesu zmiany sprzedawcy dokonywana jest z zachowaniem warunków rozliczeniowych dla usługi dystrybucyjnej, zgodnych z dotychczas obowiązującą umową kompleksową lub umową dystrybucji.
- D.2.4. Powiadomienie o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej winno być dokonane na co najmniej 30-dni przed planowaną datą wejścia w życie nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej (dotyczy pierwszej zmiany sprzedawcy lub rozdzielania umowy kompleksowej) lub na co najmniej 14-dni przed planowaną datą wejścia w życie nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej (dotyczy kolejnej zmiany sprzedawcy).
- D.2.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania ZUT

Sp. z o.o. o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu, o którym mowa w pkt. D.2.2. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu określonym przez ZUT Sp. z o.o. z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem.

- D.2.6. Sprzedawca nie później niż na 21 oraz nie wcześniej niż na 90 dni kalendarzowych przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje ZUT Sp z.o.o o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub rezerwowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej lub rezerwowej umowy kompleksowej.
- D.2.7. W przypadku niedotrzymania przez sprzedawcę terminu, o którym mowa w pkt. D.2.5. lub D.2.6., ZUT Sp z.o.o będzie realizowała dotychczasową umowę sprzedaży lub rezerwową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową lub rezerwową umowę kompleksową do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez ZUT Sp z.o.o od sprzedawcy, chyba że w terminie wcześniejszym zostanie dokonane zgłoszenie nowych warunków umowy zgodnie z pkt. D.2.6. lub powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.1..
- D.2.8. W przypadku otrzymania przez ZUT Sp z.o.o, dla tego samego PPE, więcej niż jednego powiadomienia do realizacji umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej od tego samego lub różnych sprzedawców na ten sam termin rozpoczęcia sprzedaży lub świadczenia usługi kompleksowej, ZUT Sp z.o.o przyjmie do realizacji umowę sprzedaży lub umowę kompleksową którą otrzymał jako pierwszą, z zachowaniem terminów o których mowa w punkcie D.2.1. i D.2.3..
- D.2.10. Sprzedawca który dokonał powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., może w terminie do pięciu dni kalendarzowych przed planowanym terminem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, złożyć w imieniu swoim i URD oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. Dokonanie przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1., jest równoznaczne z dysponowaniem przez niego pełnomocnictwem do złożenia oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach zmiany sprzedawcy. W takim przypadku ZUT Sp z.o.o nie przyjmuje do realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej objętej tym powiadomieniem. Złożenie oświadczenia o anulowaniu tego powiadomienia po wskazanym terminie będzie nieskuteczne wobec ZUT Sp z.o.o. Sprzedawca, informuje URD – w imieniu którego złożył oświadczenie o anulowaniu tego powiadomienia i cofnięciu wszystkich oświadczeń złożonych przez niego w imieniu URD w ramach procesu zmiany sprzedawcy - o anulowaniu powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1.

D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URD.

- D.3.1. URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.
- D.3.2. URDo wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową. Data zakończenia obowiązywania umowy wskazana w zgłoszeniu umowy sprzedaży przekazany do ZUT Sp. z o.o. przyjmowana jest jako dzień skutecznego rozwiązania przez URDo dotychczasowej umowy sprzedaży.
- D.3.3. Nowy sprzedawca w imieniu własnym i URDo, powiadamia ZUT Sp. z o.o. (na zasadach opisanych w pkt. D.2.) o fakcie zawarcia umowy sprzedaży z URDo.
- D.3.4. ZUT Sp. z o.o. w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt. D.2.2. Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, nie stanowiącego własności ZUT Sp. z o.o., do wymagań zawartych w pkt. II.4.7. IRiESD.

- D.3.5. ZUT Sp. z o.o. przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji.
- D.3.6 W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia o jego wyniku informowany jest dotychczasowy sprzedawca.
- D.3.7. W celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej o której mowa w pkt. D.3.1., URDo zawiera z ZUT Sp. z o.o. umowę dystrybucji lub dokonuje aktualizacji umowy. Umowa dystrybucji może być zawarta przez upoważniony podmiot (np. Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo. dotychczasowy sprzedawca.

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

- E.1. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) następuje zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD-Bilansowanie POB jest ustanawiany przez:
- a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URD_O), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o.
 - b) URD typu wytwórcy (URD_W), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. URD_O wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z ZUT Sp. z o.o. ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URD_O.
- E.2. Proces zmiany POB dla sprzedawcy lub URDW, jest realizowany według następującej procedury:
- 1) Sprzedawca lub URDW powiadamia ZUT Sp. z o.o. na formularzu zgodnym ze wzorem zawartym na stronie internetowej ZUT Sp. z o.o. lub w umowie dystrybucji, o planowanym przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy lub URDW przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i sprzedawcę lub URDW;
 - 2) ZUT Sp. z o.o. dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi;
 - 3) ZUT Sp. z o.o. w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
 - b) informuje sprzedawcę lub URDW oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_O posiadających umowę sprzedaży ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_W do MB nowego POB;
 - 4) ZUT Sp. z o.o. w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia o którym mowa w ppkt. 1), informuje nowego POB oraz sprzedawcę lub URDW o przyczynach negatywnej weryfikacji.
- E.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia o której mowa w pkt. E.2.2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt. E.5.
- E.4. Z dniem zmiany POB, ZUT Sp. z o.o. przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tę odpowiedzialność (nowy POB), z uwzględnieniem że:
- 1) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;
 - 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB;
 - 3) URDW mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_W;
 - 4) URDO mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_O.
- E.5. Jeżeli ZUT Sp. z o.o. otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2, od

- sprzedawcy lub URDW przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.
- E.6. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URDW jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla URDO lub na ZUT Sp. z o.o. w przypadku utraty POB przez URDW. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii do URDO przejmuje sprzedawca rezerwowy.
- E.7. Jeżeli sprzedaży energii URDO, w przypadku o którym mowa w pkt. E.6., nie przejmie sprzedawca rezerwowy lub URDO utraci sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawca rezerwowy utraci wskazanego przez siebie POB jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas URDO traci sprzedawcę rezerwowego..
- E.8. Jeżeli URDW utraci wskazanego przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URDW, w porozumieniu z ZUT Sp. z o.o. winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. a ZUT Sp. z o.o. ma prawo do wyłączenia tego URDW, bez ponoszenia przez ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. a URDW.
- E.9. ZUT Sp. z o.o. niezwłocznie po uzyskaniu od OSDp informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB powiadamia sprzedawcę lub URDW, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca lub URDW jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E. W przeciwnym wypadku może nastąpić wstrzymanie przez ZUT Sp. z o.o. realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy lub URDW, na zasadach opisanych odpowiednio w pkt. E.7 i E.8.
- E.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URDW jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcy lub URDW, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.11. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez sprzedawcę lub URDW POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URDW i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URDW przez POB na obszarze działania ZUT Sp. z o.o.

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- F.1. ZUT Sp. z o.o. udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci o świadczonych usługach dystrybucji oraz zasadach i procedurach zmiany sprzedawcy
- F.2. Informacje ogólne udostępnione są przez ZUT Sp. z o.o. :
- a) na stronach internetowych ZUT Sp. z o.o.,
 - b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych ZUT Sp. z o.o.,
 - c) w biurze obsługi klienta.
- F.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:
- a) osobiście w biurze obsługi klienta,
 - b) listownie na adres ZUT Sp. z o.o.,
 - c) pocztą elektroniczną,

- d) faksem,
- e) telefonicznie.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej ZUT Sp. z o.o.

F.4. ZUT Sp. z o.o. informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

- a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
- b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
- c) procedurze zmiany sprzedawcy,
- d) wymaganych umowach,
- e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
- f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
- g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

F.5. ZUT Sp. z o.o. oraz sprzedawcy umieszczają kod PPE na wystawionych przez siebie fakturach dla URD z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, świadczonych usług dystrybucji lub świadczonej usługi kompleksowej.

G. ZASADY OPRACOWANIA, AKTUALIZACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA I UDOSTĘPNIANIA

G.1. ZUT Sp. z o.o. opracowuje i aktualizuje standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez ZUT Sp. z o.o. spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN o mocy umownej poniżej 40 kW przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w tablicy T.1. Profile stanowią załącznik do IRiESD, która jest udostępniana do wglądu w siedzibie ZUT Sp. z o.o. oraz zamieszczona na stronie internetowej ZUT Sp. z o.o.

G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. G.1., ZUT Sp. z o.o. na podstawie:

- a) parametrów technicznych przyłącza,
- b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji,
- c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej, przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy. Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez ZUT Sp. z o.o. na potrzeby, o których mowa w pkt. C.1.2., z zastrzeżeniem, że w przypadku braku licznika zdalnego odczytu, dla potrzeb rozliczeń rynku mocy, standardowy profil zużycia stosowany jest do dnia 31 grudnia 2021 r

G.3. Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z operatorem systemu dystrybucyjnego.

G.4. Sprzedawca, o którym mowa w p.G.3., na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucyjnej profili i planowanej ilości poboru energii elektrycznej, dokonuje zgłoszeń umowy zgodnie z zapisami IRiESP.

G.5. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w p.G.2. odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia ZUT Sp. z o.o. . W takim przypadku ZUT Sp. z o.o. dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucyjnej, o której mowa w p.G.3.

Tablica T.1.

Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych.

Nazwa profilu	Zakwalifikowani odbiorcy
Profil PC111 tablica T-2	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: - obiekt produkcyjny, usługi, biura - zużywający rocznie do 10 MWh - licznik jednostrefowy,
Profil PC112 tablica T - 3	Odbiorcy grupy C11 spełniający warunki: - obiekt produkcyjny, usługi, biura - zużywający rocznie od 10 MWh do 50 MWh - licznik jednostrefowy,
Profil PC113 tablica T- 4	Odbiorcy grupy C12 spełniający warunki: - obiekt produkcyjny, usługi, biura - zużywający rocznie do 10 MWh - licznik jednostrefowy,

Tablica T.2.

Profili PC 111

Godz.	Dzień roboczy - lato [kW]	Dzień świąteczny – lato [kW]	Dzień roboczy - zima [kW]	Dzień świąteczny – zima [kW]
1	0,2	1,0	0,2	1,0
2	0,2	1,0	0,2	1,0
3	0,2	1,0	0,2	1,0
4	0,2	1,0	0,2	1,0
5	0,2	1,0	0,2	1,0
6	0,2	1,0	0,2	1,0
7	0,2	1,0	0,2	1,0
8	2,59	1,0	2,59	1,0
9	5,31	1,0	5,31	1,0
10	5,23	1,0	5,23	1,0
11	5,75	1,0	5,75	1,0
12	5,34	1,0	5,34	1,0
13	5,93	1,0	5,93	1,0
14	5,34	1,0	5,34	1,0
15	5,4	1,0	5,4	1,0
16	5,36	1,0	5,36	1,0
17	3,7	1,0	3,7	1,0
18	0,37	1,0	0,37	1,0
19	0,2	1,0	0,2	1,0
20	0,2	1,0	0,2	1,0
21	0,2	1,0	0,2	1,0
22	0,2	1,0	0,2	1,0
23	0,2	1,0	0,2	1,0
24	0,2	1,0	0,2	1,0
Razem	52,92	24	52,92	24

Tablica T.3.

Profili PC 112

Godz.	Dzień roboczy - lato [kW]	Dzień świąteczny – lato [kW]	Dzień roboczy - zima [kW]	Dzień świąteczny – zima [kW]
1	14,3	14,9	14,3	14,9
2	14,3	14,7	14,3	14,7
3	14,3	14,9	14,3	14,9
4	14,5	15,0	14,5	15,0
5	14,4	14,8	14,4	14,8
6	14,2	14,8	14,2	14,8
7	14,4	14,6	14,4	14,6
8	15,1	15,6	15,1	15,6
9	19,2	17,8	19,2	17,8
10	18,6	16,4	18,6	16,4
11	18,4	19,4	18,4	19,4
12	18,8	21,0	18,8	21,0
13	18,5	16,3	18,5	16,3
14	18,6	18,8	18,6	18,8
15	18,4	17,2	18,4	17,2
16	17,8	16,3	17,8	16,3
17	14,0	14,7	14,0	14,7
18	14,0	14,2	14,0	14,2
19	14,0	14,4	14,0	14,4
20	14,0	14,3	14,0	14,3
21	14,0	14,3	14,0	14,3
22	14,0	14,2	14,0	14,2
23	14,0	14,2	14,0	14,2
24	14,0	14,2	14,0	14,2
Razem	375,8	377	375,8	377

Tablica T.2.

Profili PC 113

Godz.	Dzień roboczy - lato [kW]	Dzień świąteczny – lato [kW]	Dzień roboczy - zima [kW]	Dzień świąteczny – zima [kW]
1	0,11	0,11	0,15	0,14
2	0,11	0,11	0,15	0,14
3	0,11	0,11	0,15	0,14
4	0,11	0,11	0,15	0,14
5	0,11	0,11	0,15	0,14
6	0,11	0,11	0,15	0,14
7	0,11	0,11	0,15	0,14
8	1,8	0,11	2,64	0,14
9	2,59	0,11	2,2	0,14
10	2,10	0,11	2,0	0,14
11	2,30	0,11	3,6	0,14
12	2,10	0,11	2,9	0,14
13	3,19	0,11	3,4	0,14
14	2,10	0,11	2,2	0,14

15	2,30	0,11	2,3	0,14
16	2,40	0,11	2,5	0,14
17	2,10	0,11	2,5	0,14
18	2,30	0,11	0,21	0,14
19	0,24	0,11	0,15	0,14
20	0,12	0,11	0,15	0,14
21	0,12	0,11	0,15	0,14
22	0,12	0,11	0,15	0,14
23	0,12	0,11	0,15	0,14
24	0,12	0,11	0,15	0,14
Razem	26,89	2,64	28,4	3,36

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE I OBOWIĄZKI REKLAMACYJNE.

H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD.

H.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD mogą zgłaszać reklamacje w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście), w formie elektronicznej (pocztą elektroniczną lub poprzez stronę internetową) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).

H.3. 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. ZUT Sp. z o.o. 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 przerwanej z powodu awarii w sieci;
3. powiadamianie, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się
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 ZUT Sp. z o.o. dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II 3.2.3..

7. 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 ZUT Sp. z o.o.
- H.5. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt. H.4., realizowane jest w następujący sposób:
- 1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do ZUT Sp z o.o. który dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,
 - 2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do ZUT Sp z o.o. w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. ZUT Sp z o.o. bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. ZUT Sp z o.o. niezwłocznie informuje w formie elektronicznej sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. ZUT Sp. z o.o. wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,
 - 3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym ZUT Sp z o.o. w terminie 2 dni roboczych. ZUT Sp z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. ZUT Sp z o.o. w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. ZUT Sp z o.o. przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie ZUT Sp z o.o.,
 - 6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:
 - a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, sprzedawca przekazuje ZUT Sp z o.o. elektronicznie ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych. ZUT Sp z o.o. po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,
 - 6a) w przypadku udzielenia URD przez ZUT Sp z o.o. bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, bonifikata ta jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy ZUT Sp z o.o. a sprzedawcą,

- 6b) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje ZUT Sp z o.o. reklamację elektronicznie w ciągu 2 dni roboczych. ZUT Sp z o.o. po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,
- 7) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, bądź nie wykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do ZUT Sp z o.o. w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. ZUT Sp z o.o. niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,
- 8) W przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie, w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do ZUT Sp z o.o. 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 podpunktu 7).

H.6. Reklamacje powinny być składane do ZUT Sp z o.o. 38-540 Zagórz ul. Bieszczadzka 5, zutzagorz@pro.onet.pl

H.7. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do ZUT Sp z o.o. powinno zawierać w szczególności:

- a) dane adresowe podmiotu;
- b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
- c) zgłaszane żądanie;
- d) dokumenty uzasadniające żądanie.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. ppkt. a-d nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez ZUT Sp z o.o.

H.8. ZUT Sp z o.o. rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

- a) określonym w pkt. H.5. – jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,
- b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez ZUT Sp z o.o. usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy ZUT Sp z o.o.,
- c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez ZUT Sp z o.o. do sprzedawcy,
- d) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej – w pozostałych przypadkach dotyczących URD będących konsumentami,
- e) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach dotyczących URD niebędących konsumentami.

H.9. Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane:

- a) w przypadkach o których mowa w pkt. H.8. a) – w sposób określony w GUD-K,
- b) w przypadkach, o których mowa w pkt H.8. lit. b) - e) – w sposób określony w pkt H.2.

H.10. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez ZUT Sp z o.o. zgodnie z pkt. H.9, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do ZUT Sp z o.o. z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

- a) zakres nieuwzględnionego przez ZUT Sp z o.o. żądania;
- b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;

c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany na adresy, o których mowa w pkt. H.6 odpowiednio listem lub w formie elektronicznej w postaci skanu dokumentu.

H.11. ZUT Sp. z o.o. rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie:

- a) nieprzekraczającym 14 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD będących konsumentami, o ile przepisy prawa nie stanowią inaczej, albo
- b) nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania od URD niebędących konsumentami.

ZUT Sp. z o.o. rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. PGE Dystrybucja S.A. przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

H.12. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy ZUT Sp z o.o, a podmiotem zgłaszającym żądanie, nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej ZUT Sp z o.o i podmiot składający reklamację.

H.13. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

H.14. Zasady korekty danych pomiarowych dla MDD oraz MB sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, określone są w pkt. C.1.

I. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI.

Na potrzeby niniejszej IRiESD – Bilansowanie przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicję stosowanych pojęć.

I.1. OZNACZENIE SKRÓTÓW.

FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
_F MB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
WMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
_F MDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
WMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
_p MDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego nie mający bezpośredniego połączenia z siecią OSP
OSP	Operator systemu przesyłowego
OZU	Odrzucenie zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej.
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
Plt	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

Gdzie: i – rząd harmonicznej

Pst Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez

	10 minut.
PZU	Przyjęcie zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej.
SCA	Odciażanie za pomocą sterowania częstotliwością akustyczną
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciażanie
SD	Spółka dystrybucyjna.
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$THD = \sqrt{\sum_{i=2}^{40} (U_h)^2}$$

Gdzie: i – rząd harmonicznej

U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URBBIL	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB _{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB _W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB _O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none"> • URB_{SD} – odbiorca sieciowy • URB_{OK} – odbiorca końcowy
URB _{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD _O	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD _W	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUP	Zgłoszenie umowy sprzedaży energii elektrycznej przez odbiorcę, wytwórcę lub spółkę dystrybucyjną.
ORed	certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
LZO	Licznik zdalnego odczytu

I.2. POJĘCIA I DEFINICJE.

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna lub podmiot odpowiedzialny za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
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 % całkowitej bieżącej produkcji.
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 co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię

Dystrybucja energii elektrycznej	elektryczną z dostawami tej energii. Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Fizyczne Grafikowe elektrycznej dostarczonej Energii Rynku Detalicznego (F _{MDD})	Miejsce Dostarczania Punkt, w którym ilość energii albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Grafik handlowy	Zbiór danych określony dla jednostki grafikowej oddzielnie dla godzinowych okresów rozliczeniowych przyjętych do handlowego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej wynikające z umów sprzedaży energii elektrycznej.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupa bilansująca	zbiór miejsc dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, na terenie jednego OSD dla których sprzedawca zgłasza jeden łączny grafik handlowy dla odbiorców grafikowych.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,

- c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
- d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
- e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,
- f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Jednostka wytwórcza	Opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Koordynowana sieć 110kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie kraju.
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.
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.

Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce dostarczania energii rynku detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.
Moc osiągalna	<p>Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin, b) przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin, c) przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego. <p>Dla elektrowni wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa elektrowni wiatrowej nie jest osiągalna.</p>
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	<p>Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut, b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako

	wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny,
	c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.
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 poborem energii elektrycznej a energią elektryczną przyjętą dla odbiorcy w PZU. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy energią elektryczną przyjętą w PZU, a energią wprowadzoną do sieci.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar regulacyjny	Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca grafikowy	Odbiorca uprawniony do prawa wyboru sprzedawcy i korzystający z tego prawa, rozliczany godzinowo

Odbiorca końcowy	posiadający układy pomiarowo-rozliczeniowe z możliwością rejestracji rzeczywistych godzinowych wartości poboru energii elektrycznej.
Odbiorca w ORed	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.
Oferta bilansująca	podmioty będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed
Ograniczenia elektrowniane	Oferta produkcyjno-cenowa zwiększenia produkcji energii elektrycznej lub zmniejszenia produkcji tej energii albo poboru energii elektrycznej, zawierająca dane handlowe i techniczne, składana w ramach mechanizmu bilansującego dla jednostki grafikowej.
Ograniczenia sieciowe	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Operator	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator handlowy (OH)	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator Pomiarów (OP)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator systemu przesyłowego	Podmiot, który jest odpowiedzialny za pozyskiwanie danych pomiarowych energii elektrycznej z układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
Operator systemu dystrybucyjnego	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.
	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.
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 do którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączaniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana dostawcy.
Regulacyjne usługi	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora

Systemowe	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.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Rynek lokalny	Mechanizm bilansowania oraz rozliczeń na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku

	Bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy o świadczenie usług dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-Rozliczeniowy Podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych(finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-Rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo- rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa kompleksowa	Usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
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,
Wirtualne Miejsce	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w

Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (wMB)	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.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarczą wykonywaną 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.
	Dane pomiarowe - dane pozyskiwane lub wyznaczone dla punktu pomiarowego
	Licznik / Licznik energii elektrycznej - licznik zdalnego odczytu oraz licznik konwencjonalny
	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 z późniejszymi zmianami), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
	Magazynowanie energii elektrycznej - przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.
	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).

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.

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.

Punkt pomiarowy - miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej.

Statyzm - oznacza wyrażony w procentach współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się jako stosunek do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej jako stosunek do mocy maksymalnej lub rzeczywistej mocy czynnej w momencie wystąpienia tego odchylenia.

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

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.).

Tryb LFSM-O - oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości systemu powyżej określonej wartości

Tryb LFSM-U - oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zwiększa się w następstwie spadku częstotliwości systemu poniżej określonej wartości.

Zagregowane dane pomiarowe - dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego.

Magazyn energii elektrycznej - instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.

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.

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.

Punkt Poboru Energii - punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy.

Przedsiębiorstwo energetyczne - podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie: wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej lub obrotu nimi

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 także liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi.

Załącznik nr 1.

SZCZEGÓLNE 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.4.1.5 – II.4.1.7. 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 magazynu energii elektrycznej nie spełniających tych wymagań.
- 1.2. ZUT Sp. z o.o. określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny. Powyższe wymagania dotyczą również magazynów energii elektrycznej.
- 1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla ZUT Sp. z o.o.
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy maksymalnej powyżej 200 kW przyłączane do sieci dystrybucyjnej, powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. ZUT Sp. z o.o. decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

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. ZUT Sp. z o.o. koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt.2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i 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 łącznik dostosowany do stwarzania przerwy izolacyjnej.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezwzględne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia zgodnie z zapisami pkt. II.4.5 IRiESD oraz pkt. 3 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. Jednostki wytwórcze z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, wzrostem prędkości obrotowej oraz pracą wyspową. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.
- 3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy maksymalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.5. ZUT Sp. z o.o. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.
- 3.6. W zależności od rodzaju 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. ZUT Sp. z o.o. 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. 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 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 OSD (PCC).
- 3.10. 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.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa ZUT Sp. z o.o. w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek

- wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
 - 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
 - 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.
- ## 5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH
- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową minimum 30 s pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
 - 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i 5.5.
 - 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
 - 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
 - a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10 \% U_n$,
 - b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$,
 - 5.5. ZUT Sp. z o.o. może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.
 - 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
 - 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z ZUT Sp. z o.o.
- ## 6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE
- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.
 - 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5 Hz 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 harmonicznych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - 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 harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{SrA}{SkV} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

SrA – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

SkV – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako ilorz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

- 6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{it} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{it} \leq 0,6$
- 6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7 jest również spełnione w przypadkach, gdy: - dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

$$\frac{SrA}{SkV} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{SrA}{SkV} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

SrA – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

SkV – 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:

- dla generatorów synchronicznych,
- dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

Ia/Ir - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

Ia – prąd rozruchowy,

Ir – znamionowy prąd ciągły.

7. DODATKOWE KRYTERIA OCENY MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

7.A. Opisane w pkt. od 7.1. do 7.3. niniejszego załącznika kryteria, służą wykonaniu wstępnej ekspertyzy (wstępnej ocenie) możliwości przyłączenia źródła energii elektrycznej do sieci SN oraz zasilającej jej stacji 110/SN (GPZ), a także selekcji analizowanych źródeł energii elektrycznej. Niespełnienie określonych poniżej kryteriów przez analizowane źródło energii, może być uznane za podstawę do odmowy wydania warunków przyłączenia z powodu braku możliwości technicznych przyłączenia do sieci. Natomiast spełnienie tych kryteriów, obliguje dalszą analizę wpływu przyłączanego źródła na pracę systemu elektroenergetycznego, w tym wykonanie pełnej ekspertyzy.

7.1. Kryterium zapasu mocy w stacji 110/SN

7.1.1. Kryterium to służy do określenia poziomu mocy wytwórczej możliwej do przyłączenia w danej

stacji 110/SN (bezpośrednio lub poprzez istniejącą sieć SN), przy uwzględnieniu:

- a) mocy transformatorów 110/SN,
- b) minimalnym obciążeniu poszczególnych sekcji,
- c) mocy zainstalowanej źródeł przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do sieci SN współpracującej z daną stacją 110/SN.

7.1.2. Kryterium to jest opisane zależnością:

$$S_{tr} - |\sum S_{Gn} - S_{obc}| > 0$$

gdzie:

S_{tr} - moc znamionowa transformatora 110/SN [MVA]

$\sum S_{Gn}$ - suma mocy zainstalowanych źródeł w sieci SN [MVA]

S_{obc} - minimalne obciążenie [MVA]

Kryterium to należy zastosować dla pracy stacji 110/SN, gdzie obie sekcje rozdzielni SN są zasilane z jednego transformatora (niezależnie od normalnego układu pracy stacji), przy czym jako wartość S_{tr} należy przyjąć moc transformatora 110/SN o mniejszej mocy.

$\sum S_{Gn}$ należy przyjąć jako sumę mocy zainstalowanych wszystkich źródeł przyłączonych i planowanych do przyłączenia do sieci SN (wydane warunki przyłączenia) zasilanej z obu sekcji GPZ-tu. Przy określeniu wartości mocy S_{Gn} należy przyjąć $\text{tg}\phi=0,4$.

S_{obc} należy przyjąć jako minimalne obciążenie GPZ-tu w ciągu roku. Przy określeniu wartości S_{obc} należy przyjąć $\text{tg}\phi=0,4$.

7.1.3. Przedmiotowe kryterium oceny ma charakter ultymatywny.

- a) niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej analizowanego źródła,
- b) wyjątkiem od sytuacji o której mowa w ppkt. a) może być przypadek w którym w stacji 110/SN planuje się wymianę transformatorów na jednostki o większej mocy.

7.2. Kryterium stabilności lokalnej

7.2.1. Kryterium to służy do stwierdzenia, czy stan systemu elektroenergetycznego w punkcie przyłączenia (PCC) pozwala na przyłączenie źródła w szczególności o niestabilnej i nieprzewidywalnej generacji. Ponieważ parametrem opisującym jakość systemu jest moc zwarciova, w związku z tym kryterium to uwzględnia relację pomiędzy:

- a) określoną mocą zwarciową w punkcie przyłączenia (PCC),
- b) mocą znamionową przyłączanego źródła.

7.2.2. Kryterium to jest opisane zależnością:

$$S_{kPCC} > 20 * \sum S_n$$

gdzie:

S_{kPCC} - moc zwarciova w PCC [MVA]

$\sum S_n$ - suma mocy znamionowych poszczególnych turbin składających się na dane źródło energii elektrycznej [MVA]

Wartość S_{kPCC} jest mocą zwarciową od systemu elektroenergetycznego w punkcie przyłączenia źródła (PCC) w układzie normalnym pracy sieci SN.

W obliczeniach należy uwzględnić wartość mocy zwarciowej na szynach SN w GPZ-cie w układzie normalnym pracy GPZ-tu.

Zapis $\sum S_n$ oznacza prostą sumę, w przypadku przyłączenia źródła do istniejącej sieci SN, co wynika ze specyfiki farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN (do trzech turbin, na niewielkim obszarze o zbliżonych warunkach wiatrowych).

7.2.3 Przedmiotowe kryterium ma charakter ultymatywny.

- a) niespełnienie opisanego kryterium uprawnia do odmowy wydania warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej analizowanego źródła,
- b) wyjątkiem od sytuacji o której mowa w ppkt. a) może być sytuacja, w której w sieci współpracującej z analizowanym źródłem, planuje się działania prowadzące do spełnienia tego kryterium tj. zwiększające poziom S_{kPCC} .

7.3. Kryteria oceny możliwości przyłączenia źródeł do sieci nN

- 7.3.1. Podstawowym wymaganiem dla źródeł przyłączanych do sieci nN jest spełnienie zależności, aby całkowita moc przyłączeniowa wszystkich źródeł (pracujących lub planowanych do przyłączenia) nie przekroczyła mocy znamionowej transformatora zainstalowanego w stacji SN/nN. Należy również wziąć pod uwagę, aby moc przyłączeniowa wszystkich generatorów przyłączonych do stacji transformatorowej SN/nN nie przekraczała mocy szacowanego lub zmierzonego obciążenia transformatora (np. model średniorocznego obciążenia, dane z rejestratorów).
- 7.3.2. Źródła przyłączane lub przyłączone do sieci nN muszą być wyposażone w automatykę powodującą trwałe odłączenie źródła od sieci nN, w przypadku zaniku napięcia w tej sieci. Załączenie źródła może nastąpić po ponownym pojawieniu się napięcia ze zwłoką czasową określoną przez OSD w warunkach przyłączenia lub umowie o przyłączenie.
8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROŹRÓDEŁ WSPÓŁPRACUJĄCYCH Z SIECIĄ DYSTRYBUCYJNĄ
- 8.1. Postanowienia ogólne
Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt.8 niniejszego załącznika obowiązują mikroźródła współpracujące z siecią dystrybucyjną, tzn.:
- przyłączone bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN;
 - przyłączone do wewnętrznej sieci nN odbiorcy zasilanej z sieci dystrybucyjnej OSD;
- 8.2. Przyłączenie mikroźródeł do sieci
- 8.2.1. Punktem przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (PCC) mikroźródła, brany pod uwagę przy ocenie możliwości przyłączenia niezależnie od rzeczywistego miejsca przyłączenia, o którym mowa w pkt. 8.2.2, jest złącze w sieci dystrybucyjnej nN.
- 8.2.2. Punktem podłączenia jest punkt włączenia mikroźródła do sieci lub instalacji. Punktem podłączenia mogą być:
- zaciski prądowe na wyjściu w kierunku instalacji elektrycznej odbiorcy w złączu pomiarowym,
 - zaciski prądowe rozdzielnic w instalacji elektrycznej rozdzielczej odbiorcy,
 - zaciski prądowe w nowym złączu pomiarowym.
- Sposób przyłączenia mikroźródła jest uzależniony od jego mocy znamionowej:
- do 3 kW – jednofazowo lub wielofazowo,
 - od 3 kW do 10 kW – wielofazowo.
- 8.2.3. Dla mikroźródeł, dla których punktem podłączenia jest złącze pomiarowe, należy zapewnić możliwość wyłączenia obwodu mikroźródła przez służby ZUT Sp. z o.o., bez konieczności wyłączenia innych obwodów.
- 8.2.4. Złącze będące punktem przyłączenia (PCC) mikroźródła powinno być odpowiednio oznaczone.
- 8.3. Kryteria współpracy z siecią
- 8.3.1. Mikroźródło przyłączane do sieci dystrybucyjnej w określonym punkcie (PCC) powinno spełniać następujące kryterium:
- moc zwarciova w punkcie przyłączenia (PCC) powinna być przynajmniej 20 razy większa od sumy mocy znamionowych mikroźródeł przyłączonych do tego samego obwodu sieci nN zasilanego ze stacji SN/nN.
- 8.3.2. Wymagania dotyczące urządzeń łączeniowych zawarto w odpowiednich zapisach pkt. 2 niniejszego załącznika.
- 8.3.3. Wymagania dotyczące zabezpieczeń zawarto w odpowiednich zapisach pkt. 3 niniejszego załącznika.
- Ponadto instalacja współpracująca z mikroźródłem powinna zostać wyposażona w następujące zabezpieczenia:
- dla mikroźródła podłączonego poprzez inwerter:
 - zabezpieczenia nadprądowe (przeciążeniowe),
 - zabezpieczenie podnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła,
 - dla mikroźródła podłączonego w sposób inny niż określono w pkt. a):
 - zabezpieczenia nadprądowe (przeciążeniowe),
 - zabezpieczenie podnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła,
 - zabezpieczenie nadnapięciowe – instalowane w obwodzie mikroźródła.
- Wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci

nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC). Ze względu na koordynację zabezpieczeń minimalna moc przyłączeniowa odbiorcy (obiektu przyłączonego), do którego wewnętrznej instalacji elektrycznej ma zostać przyłączone mikroźródło, powinna być nie mniejsza niż 4,5 kW dla instalacji 1-fazowej oraz 12,5 kW dla instalacji 3-fazowej.

8.3.4. Wymagania dotyczące załączania mikroźródeł zawarto w odpowiednich zapisach pkt. 5 niniejszego załącznika.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

9.1.1. Mikroinstalacje przyłączane do sieci elektroenergetycznej powinny spełniać wymagania aktualnie obowiązujących norm oraz dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady: niskonapięciowej LVD oraz w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej EMC.

9.1.2. Wymagania w zakresie pracy mikroinstalacji przy zmianach częstotliwości.

9.1.2.1 Mikroinstalacja przyłączona do sieci elektroenergetycznej ma, w zależności od częstotliwości w sieci, umożliwiać pracę:

- a) w zakresie częstotliwości od 49 Hz do 51 Hz – praca ciągła z maksymalną mocą czynną osiągalną dla danych warunków środowiskowych (nasłonecznienie, siła wiatru),
- b) w zakresie częstotliwości od 47,5 Hz do 49 Hz oraz od 51 Hz do 51,5 Hz – praca w czasie minimum 30 minut,
- c) w zakresie częstotliwości poniżej 47,5 Hz oraz powyżej 51,5 Hz mikroinstalacja musi wyłączyć się z sieci.

9.1.2.2. Mikroinstalacja przyłączona do sieci elektroenergetycznej musi posiadać możliwość regulacji generacji mocy czynnej w następującym zakresie częstotliwości:

- a) $f = (47,5 \div 49,5)$ Hz - dopuszczalna redukcja mocy czynnej ze względu na obniżenie częstotliwości ma zawierać się pomiędzy krzywymi wyznaczonymi przez następującą zależność:
 - poniżej częstotliwości 49,5 Hz dopuszczalny poziom redukcji wynosi 10% mocy maksymalnej (przy częstotliwości 50 Hz) na 1Hz spadku częstotliwości,
 - poniżej częstotliwości 49 Hz dopuszczalny poziom redukcji wynosi 2% mocy maksymalnej (przy częstotliwości 50 Hz) na 1 Hz spadku częstotliwości
- b) $f = (50,2 \div 51,5)$ Hz – wszystkie regulowane jednostki generacji muszą redukować (przy wzroście częstotliwości) lub zwiększać (przy zmniejszaniu się częstotliwości) moc czynną z szybkością 40% PM (PM - moc czynna realnie wytwarzana przez mikroinstalację w momencie przekroczenia częstotliwości sieciowej 50,2 Hz) na każdy 1 Hz następnego wzrostu częstotliwości.

Mikroinstalacja ma być zdolna do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na zmianę częstotliwości tak szybko, jak to jest technicznie możliwe, z początkowym jak najkrótszym opóźnieniem – maksymalnie 2 s. Jeżeli początkowe opóźnienie wynosi poniżej 2 s, to zamierzone opóźnienie odpowiedzi mocą czynną na zmianę częstotliwości powinno być tak programowalne, aby dostosować całkowity czas odpowiedzi do wartości pomiędzy czasem początkowym odpowiedzi a wartością 2 s.

9.1.3. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

9.1.3.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od 0,85 Un do 1,1 Un z następującą mocą bierną:

- a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez PGE Dystrybucja S.A. w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmoniczných napięcia i prądu od $\cos \phi = 0,9_{ind}$ do $\cos \phi = 0,9_{poj}$, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,
- b) bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.

9.1.3.2 Wymagane tryby regulacji mocy biernej:

Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

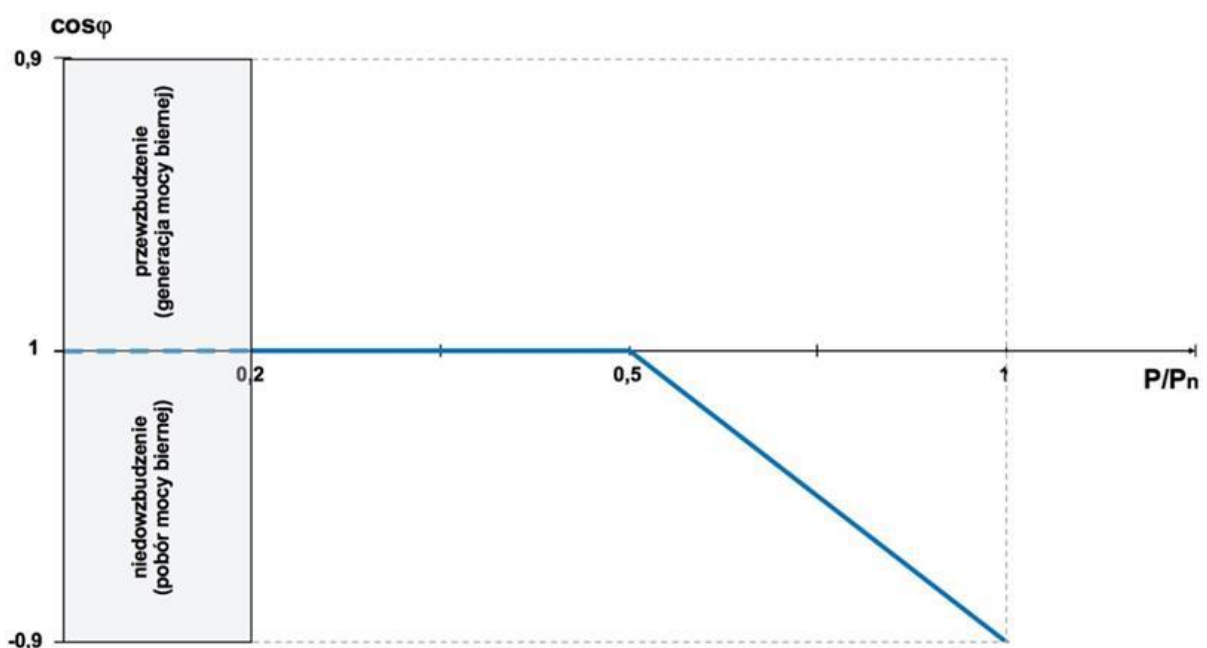
- a) sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) jako tryb podstawowy,
- b) sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb $\cos \phi$ (P)), jako tryb alternatywny,
- c) $\cos \phi$ stałe, nastawiane w granicach od $\cos \phi = 0,9_{ind}$ do $\cos \phi = 0,9_{poj}$, jako tryb dodatkowy. Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy - zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.3.3. Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia - Q(U): W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawionych na rys. 3 i 4.

Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna, a PGE Dystrybucja S.A. zastrzega możliwość dokonania zmian w charakterystyce po indywidualnie analizie warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, a czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.

9.1.3.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmoniczných napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej - $\cos \phi$ (P):

W trybie $\cos \phi$ (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys.



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.

9.1.4. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej 1,08 Un. Funkcja ta nie może też powodować skokowych zmian mocy generowanej.

9.1.5. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

9.1.5.1. 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 menu falownika.

Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń - zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.5.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń. 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.

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	0,4 Hz/s	0,5 s	-	
	aktywne	-	5 s	-	
1) 10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.					

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki, wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej.

9.1.6. Załączanie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji do sieci jest możliwe tylko wówczas, gdy napięcie i częstotliwość mieszczą się w dopuszczalnym zakresie napięcia i częstotliwości, w co najmniej wymaganym okresie obserwacji. Zakres częstotliwości, zakres napięcia, czas obserwacji i gradient mocy powinny być możliwe do ustawienia w mikroinstalacji. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia tych nastaw - zmiana nastaw nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.6.1. 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.

9.1.6.2. 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.

9.1.6.3. Synchronizacja:

Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.

9.1.7. Jakość energii.

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej.

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

9.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji (w przypadku mikroinstalacji przyłączonych przez falownik – bezpośrednio z falownika).

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 harmonicznnych 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 przygotowanym przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności o zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

W przypadku wątpliwości interpretacyjnych należy wystąpić ze stosowanym zapytaniem do ZUT Sp. z o.o..

Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagania dla mikroinstalacji w zależności od mocy maksymalnej.

P_n [kW]	$P_n < 3$	$3 < P_n \leq 10$	$10 < P_n \leq 40$	
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez ZUT Sp. z o.o.	Możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji		Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną	
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki $P(f)$	TAK			
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki $Q(U)$ i $\cos \varphi (P)$	TAK			
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	Zintegrowany z falownikiem			
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo		

10. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZANYCH LUB PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ZUT SP.Z.O.O

10.1. Postanowienia ogólne

Ze względu na charakter magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie wytwarzania, należy traktować je jako jednostki wytwarzające energię elektryczną w module parku energii. Stąd też, dla magazynów energii elektrycznej obowiązują wymagania takie same jak dla odpowiednich typów modułów wytwarzania zgodnie z zapisami NC RfG oraz z zapisami wymogów ogólnego stosowania do NC RfG, włącznie z poniższymi, szczegółowymi zapisami w zakresie aktywnej odpowiedzi na odchylenia częstotliwości (tryby: LFSM-O, LFSM-U).

10.2. Aktywna odpowiedź na odchylenia częstotliwości Odpowiedź mocą na podwyższoną częstotliwość (tryb LFSM-O)

10.2.1. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na podwyższoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania A, B, C i D. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-O (50,2 Hz – 50,5 Hz, wartość domyślna 50,2 Hz) nie powinny zmniejszać mocy ładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci poniżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy ładowania w przypadku osiągnięcia maksymalnej pojemności ładowania oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia. Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości, powinny zmniejszać moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

10.2.2. Odpowiedź mocą na obniżoną częstotliwość (tryb LFSM-U)

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, powinny być zdolne do aktywacji odpowiedzi mocą czynną na obniżoną częstotliwość, analogicznie jak moduły wytwarzania C i D.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie rozładowania, w momencie, gdy częstotliwość przekroczy próg częstotliwości dla trybu LFSM-U (49,8 Hz - 49,5 Hz, wartość domyślna 49,8 Hz) nie powinny zmniejszać mocy rozładowania poniżej chwilowej mocy czynnej, dopóki częstotliwość nie powróci powyżej progu częstotliwości. Zaleca się, aby magazyny energii elektrycznej zwiększały moc rozładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem (w zakresie 2 do 12%, wartość domyślna 5%). Dopuszcza się zmniejszenie mocy rozładowania w przypadku osiągnięcia minimalnej pojemności oraz w celu uniknięcia wystąpienia wzrostu ryzyk uszkodzenia sprzętu lub zagrożeń otoczenia.

Magazyny energii elektrycznej, które są w trybie ładowania w odpowiedzi na przekroczenie progu częstotliwości powinny obniżać moc ładowania zgodnie ze skonfigurowanym statyzmem.

11. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH i FARM FOTOWOILTAICZNYCH

11.1. Zdalne sterowanie farmą wiatrową (interwencyjne)

11.1.1. W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu, wymaga się, aby farma wiatrowa przyłączona do sieci ZUT Sp. z o.o lub operatora systemu dystrybucyjnego przyłączonego do systemu ZUT Sp. z o.o . była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami ZUT Sp. z o.o lub standardami operatora systemu dystrybucyjnego przyłączonego do systemu ZUT Sp. z o.o jako właściwego ze względu na miejsce przyłączenia farmy wiatrowej. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka centrum dyspozytorskiego 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 (oddziaływania na wyłącznik w torze wprowadzenia mocy farmy wiatrowej).

W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić zmianę trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (on-line).

11.1.2. Zadawanie wartości wielkości regulowanych powinno być możliwe w wielkościach bezwzględnych. Algorytm systemu sterowania i regulacji farmą wiatrową musi być dostosowany do realizacji tego wymagania.

11.1.3. Wymaganie zdalnego sterowania stosuje się, niezależnie od wymogu zapewnienia łączności dyspozytorskiej głosowej, zgodnie z IRiESD.

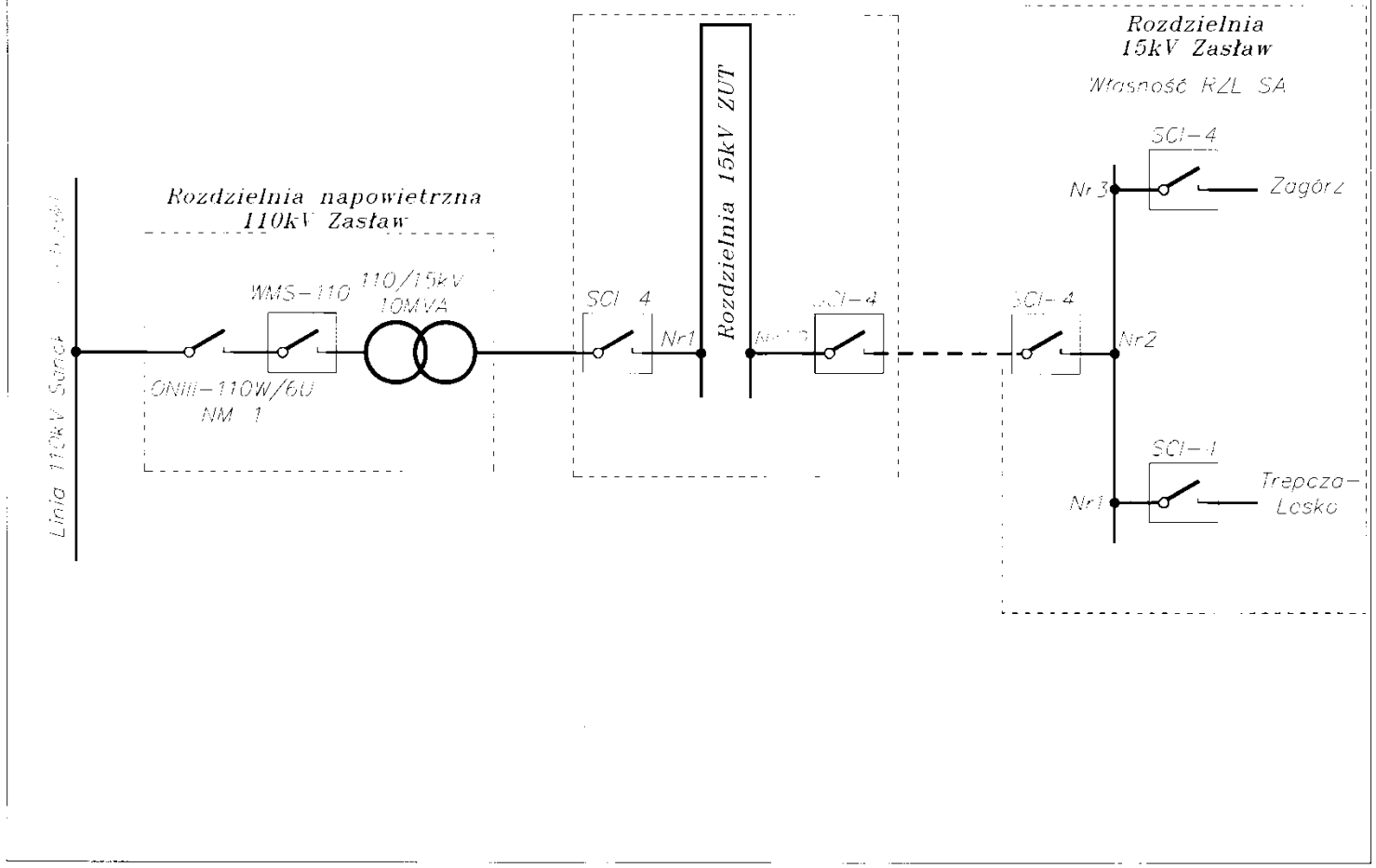
- 11.1.4. ZUT Sp. z o.o ma prawo do zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy wiatrowej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy wiatrowej poprzez oddziaływanie na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy wiatrowej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane z poziomu służb dyspozytorskich ZUT Sp. z o.o . OSP, przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), zastrzega sobie możliwość, za pośrednictwem służb dyspozytorskich ZUT Sp. z o.o , interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej przyłączonej do sieci ZUT Sp. z o.o wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich operatora.
- 11.1.5. 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 inicjującym wydanie polecenia zmiany parametrów pracy farmy wiatrowej lub wydanie polecenia jej wyłączenia, chyba że postanowienia warunków o przyłączenie lub umów zawartych pomiędzy ZUT Sp. z o.o i farmą 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) przyłączoną
- 11.2.1. ZUT Sp. z o.o ma prawo do zmiany generacji mocy czynnej oraz biernej farmy fotowoltaicznej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, łącznie z całkowitym wyłączeniem farmy fotowoltaicznej poprzez oddziaływanie na wyłącznik w torze wyprowadzenia mocy farmy fotowoltaicznej, przy czym wymagane funkcje zdalnego sterowania powinny być realizowane w ramach systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich ZUT Sp. z o.o . OSP, dokonuje interwencyjnej zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej przyłączonej do sieci ZUT Sp. z o.o , przy wykorzystaniu infrastruktury telekomunikacyjnej (drogą telefoniczną), za pośrednictwem służb dyspozytorskich ZUT Sp. z o.o .
- 11.2.2. W przypadku, gdy zniżenie 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 inicjującym wydanie polecenia zmiany parametrów pracy farmy fotowoltaicznej, chyba że postanowienia warunków o przyłączenie lub umów zawartych dla farmy fotowoltaicznej nie gwarantują farmie fotowoltaicznej niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub wyłączają roszczenia z tytułu całkowitego wyłączenia lub zniżenia mocy czynnej.
- 11.2.3. Postanowienia dotyczące zdalnego (interwencyjnego) sterowania farmą wiatrową, określone w pkt 11.1.1. - 11.1.3., stosuje się odpowiednio w odniesieniu do farmy fotowoltaicznej.

Załącznik nr 2.

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu
technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń,
instalacji oraz sieci dystrybucyjnych

Stacja 110/15kV Zasław ZUT



Załącznik nr 1

Załącznik nr 2 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

„Instrukcję eksploatacji sieci rozdzielczej w Zakładzie Usług Technicznych Spółka z o.o.” obowiązującą na terenie działania Zakładu Usług Technicznych Spółka z o.o..

1. Przeznaczenie instrukcji

Na podstawie § 34 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1988r. W sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców(Dz.U. Nr. 135, poz. 881) wprowadza się do stosowania „Instrukcję eksploatacji sieci rozdzielczej w Zakładzie Usług Technicznych Spółka z o.o.” obowiązującą na terenie działania Zakładu Usług Technicznych Spółka z o.o..

2. Przepisy ogólne.

2.1. Ilekroć w instrukcji jest mowa o:

- Liniach kablowych – należy przez to rozumieć elektroenergetyczne linie kablowe wraz z zainstalowanymi na nich łącznikami, zabezpieczeniami, ochroną przeciwporażeniową i przeciwprzepięciową.
 - Instalacjach – należy przez to rozumieć elektroenergetyczne linie, w których zastosowano przewody gołe, izolowane lub szynowe, ułożone na stałe w pomieszczeniach lub na zewnątrz pomieszczeń, wraz z osprzętem, tablicami i ochroną przeciwporażeniową – w obiektach Zakładu Usług Technicznych Sp. z o.o.
 - Stacjach – należy przez to rozumieć stacje elektroenergetyczne, stanowiące zespół urządzeń do przetwarzania lub rozdzielania albo przetwarzania i rozdzielania energii elektrycznej, znajdujących się we wspólnym pomieszczeniu lub ogrodzeniu albo umieszczonych na wspólnych konstrukcjach wsporczych wraz z urządzeniami pomocniczymi.
- 2.2. Przyjęcie do eksploatacji sieci rozdzielczej nowej, przebudowanej lub po remoncie może nastąpić po przeprowadzeniu prób oraz po stwierdzeniu, że zostały spełnione wymagania określone w normach, warunkach technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych, warunkach technicznych wykonania odbioru robót oraz w dokumentacji projektowej i i fabrycznej.
- 2.3. Utrzymanie sieci rozdzielczej w należyтым stanie technicznym powinno zapewnione przez poddawanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym w zakresie i terminach określonych w załączniku do instrukcji.

3. Oględziny.

3.1. Linie kablowe.

- a). Oględziny linii kablowych średniego napięcia należy przeprowadzać nie rzadziej niż co 3 lata, a o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV – nie rzadziej niż co 5 lat.
- b). Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych należy sprawdzać w szczególności:
 - Stan oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych

- Stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych
- Stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi.
- Stan głowic kablowych
- Stan przewodów uziemiających i zacisków
- Stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii
- Stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego (kanały kablowe)
- Czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.

3.2. Stacje

a) Oględziny stacji ze stałą obsługą należy przeprowadzać w niezbędnym zakresie (ogłędziny skrócone) – nie rzadziej niż raz w czasie zmiany roboczej i raz na kwartał w pełnym zakresie (ogłędziny pełne). Oględziny stacji bez stałej obsługi o górnym napięciu znamionowym niższym niż 110 kV - nie rzadziej niż raz w roku.

b) Podczas przeprowadzania oględzin stacji należy sprawdzać w szczególności:

- Zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym
- Zgodność układu połączeń stacji z ustalonym w programie pracy obciążeniem pól
- Zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji
- Stan napisów i oznaczeń informacyjno – ostrzegawczych
- Stan transformatorów, przekładników i ograniczników przepięć
- Stan baterii kondensatorów
- Gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji
- Działanie przyrządów kontrolno pomiarowych
- Stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników
- Stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych
- Poziom gasiwa lub czynnika izolującego w urządzeniach
- Stan i gotowość ruchową urządzeń potrzeb własnych prądu przemiennego
- Stan prostowników i stopień naładowania baterii akumulatorów
- Działanie oświetlenia elektrycznego stacji
- Aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie odgromników, wyłączników, przełącznika zaczepów
- Stan dróg, przejść pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji
- Stan fundamentów, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych i ich wyposażenia, instalacji wodno – kanalizacyjnej, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej, kabli przewodów i ich osprzętu
- Stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokość temperatury w pomieszczeniach i warunki chłodzenia urządzeń
- Stan urządzeń łączności
- Stan i kompletność dokumentacji eksploatacyjnej znajdującej się w stacji

- Stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego
- Stan urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego

3.3. Instalacje

- a) Oględziny instalacji należy przeprowadzać nie rzadziej niż co 5 lat.
- b) Podczas przeprowadzania oględzin instalacji należy sprawdzać w szczególności:
 - Stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania
 - Stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu
 - Stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów
 - Stan ochrony przeciwporażeniowej
 - Gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania
 - Stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

4. Konserwacja i roboty dorywcze

Po dokonaniu oględzin należy wykonać zakres prac konserwacyjnych i dorywczych, niezbędny do zapewnienia prawidłowej pracy urządzeń i dla zapewnienia bezpieczeństwa.

5. Przeglądy.

Terminy i zakres przeglądów poszczególnych urządzeń powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz stanu technicznego sieci.

5.1. Linie kablowe

Przeгляд linii kablowych powinien w szczególności obejmować w szczególności;

- Oględziny w zakresie określonym w punkcie 3.1
- Pomiary i próby eksploatacyjne określone pod lp. 1 i 8 załącznika
- Konserwacje i naprawy

5.2. Stacje

Przeгляд urządzeń stacji powinien obejmować w szczególności:

- Oględziny określone w punkcie 3.2. b
- Pomiary i próby eksploatacyjne określone pod Lp. 2 - 7 załącznika
- Sprawdzenie stanu technicznego transformatorów, przekładników, ograniczników przepięć
- Sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz oceny ich stanu technicznego
- Przeglądy wewnętrzne lub zewnętrzne wyłączników
- Przeglądy wewnętrzne lub zewnętrzne wyłączników
- Sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego
- Sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych
- Sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy
- Konserwacje i naprawy

5.3. Instalacje

Przegląd instalacji powinien obejmować w szczególności:

- Oględziny w zakresie określonym w punkcie 3.3. b
- Pomiary i próby eksploatacyjne określone pod. Lp. 9 załącznika
- Sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej
- Konserwacje i naprawy

6. Oceny stanu technicznego

6.1. Stan techniczny sieci rozdzielczej jej zdolność do dalszej pracy i warunki eksploatacji powinny być poddane ocenie stanu technicznego. Wyniki oceny stanu technicznego powinny być odnotowane w eksploatacyjnej dokumentacji technicznej. W ocenie stanu technicznego powinny być zawarte wnioski dotyczące zadań odtworzeniowych - remontowych lub modernizacyjnych, z określeniem terminów realizacji.

6.2. Oceny stanu technicznego sieci rozdzielczej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV – nie rzadziej niż co 5 lat.

6.3. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego sieci rozdzielczej należy uwzględnić w szczególności:

- Wyniki oględzin, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych
- Zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci
- Danych o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci
- Wymagania określone w dokumentacji fabrycznej.
- Wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji
- Wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonywania zabiegów konserwacyjnych, napraw i remontów
- Warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej
- Zalecenia pokontrolne organów upoważnionych do kontroli gospodarki energetycznej, stanu bhp.

7. Remonty

Remonty elementów sieci rozdzielczej należy przeprowadzać na obiektach wynikających z oceny stanu technicznego. W toku remontu urządzenia energetycznego celowe jest dokonanie jego modernizacji dla poprawienia parametrów techniczno – ekonomicznych lub przystosowania do nowych warunków pracy.

Załącznik nr 2a

Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń sieci rozdzielczej oraz terminy ich wykonania

L.p	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Termin wykonania
1.	Linie kablowe 1. Linie kablowe o izolacji papierowej o napięciu znamionowym 6 do 30 kV	Sprawdzanie ciągłości żył	Brak przerw w żyłach	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C większa od 50 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. wartość napięcia wyprostowanego 40 kV dla kabla 15 kV	
	2. Linie kablowe o izolacji polietylenowej o napięciu znamionowym 15 do 30 kV	Sprawdzanie ciągłości żył	Brak przerw w żyłach	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C większa od 100 MΩ	

		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. wartość napięcia wyprostowanego 40 kV dla kabla 15 kV	
		Próba napięciowa powłoki polwinitowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	
3. linie kablowe o napięci znamionowym do 1 kV		Sprawdzanie ciągłości żył	Brak przerw w żyłach	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 ^o C nie mniejsza niż: <ul style="list-style-type: none"> • 75 MΩ w kablu o izolacji gumowej • 20 MΩ w kablu o izolacji papierowej • 100 MΩ w kablu o izolacji polietylenowej • 20 MΩ w kablu o izolacji polwinitowej 	

2	Wyłączniki małoolejowe średniego napięcia	1. Wymiana oleju – dla wyłączników SCI4, 2. Pomiar rezystancji izolacji silnika	Zgodne z instrukcją fabryczną i wynikami prób fabrycznych	Przed uruchomieniem
		1. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej i międzystykowej 2. Wymiana oleju w wyłącznikach SCI4 po 2 latach lub 20 wyłączeniach zwarciovych	Zgodne z instrukcją fabryczną i wynikami prób fabrycznych	Co 1 rok
3	Przekładniki napięciowe i prądowe o napięci znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji	Nie rzadziej niż co 10 lat
		Badanie oleju w przekładnikach olejowych niehermetyzowanych, wyposażonych we wskaźniki poziomu, wykonane w razie uzyskania negatywnych wyników pomiarów rezystancji izolacji	Olej przekładnika o napięciu znamionowym 100 kV lub niższym powinien spełniać wymagania jak dla transformatorów	
4	Odgromniki zaworowe i ograniczniki przepięć w stacjach o napięciu 110	Pomiar rezystancji przejścia do sprawdzanego układu uziomowego	Rezystancja przejścia nie większa niż 0,1 Ω	Nie rzadziej niż co 10 lat

	kV	Pomiar rezystancji izolacji	Ograniczniki 50 – 110 kV – rezystancja każdego członu >10 GΩ. Ograniczniki 6 – 30 kV – rezystancja >1 GΩ.	
		Sprawdzanie liczników zadziałań odgromników, których zadziałania są rejestrowane i analizowane	Licznik powinien zadziałać przy impulsie z kondensatora	
5	Transformatory: 1. Transformatory olejowe o mocy 0,02 do 1,6 MVA	Pomiar rezystancji izolacji R_{60}	Dla transformatorów w eksploatacji $R_{60} \geq 35$ MΩ, przy temperaturze 30 °C	Przed uruchomieniem transformatora
		Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni	Zgodnie z danymi w karcie prób – fabrycznej lub poremontowej	
		Pomiar rezystancji izolacji R_{60}	Rezystancja izolacji $R_{60} \geq 35$ MΩ, przy temperaturze 30 °C	Po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy. Nie wymaga się badań w czasie prawidłowej pracy

2. Transformatory olejowe o mocy do 100 MVA oraz napięciu 110 kV i niższym	Pomiar rezystancji izolacji oraz wskaźników R_{60}/R_{15}	<p>Rezystancji izolacji przy temperaturze 30 °C w układzie doziemnym uzwojeń: o napięci znamionowym wyższym niż 50 kV – nie mniejsza niż 100 MΩ.</p> <p>Rezystancja izolacji w układzie między uzwojeniami powinna być 5-krotnie wyższa niż w układzie doziemnym.</p> <p>Wskaźnik R_{60}/R_{15} nie mniejszy niż 1,2 w układzie doziemnym i 1,4 w układzie pomiędzy uzwojeniami</p>	Po pierwszym roku eksploatacji, a następnie nie rzadziej niż co 5 lat
	Pomiar rezystancji uzwojeń	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu transformatora do eksploatacji	
	Badanie oleju w zakresie: 1. Klarowności	Klarowny	

		2. Zawartości stałych ciał obcych 3. Liczby kwasowej 4. Temperatury zapłonu 5. Napięcia przebicia 6. Rezystywności 7. Współczynnika stratności tgδ 8. Zawartość wody mierzona metodą K. Fischera	Nie zawiera stałych ciał obcych Nie wyższa niż 0,6 mg KOH/g Nie niższa niż 130 °C Nie mniejsze niż 40 kV przy temperaturze 20 °C Nie niższa niż $2 \cdot 10^9 \Omega m$ przy temperaturze 50 °C Nie wyższy niż 0,15 przy temperaturze 50 °C i częstotliwości 50 Hz Niższa niż 40 g/t	
		Rewizja i badanie podobciążeniowego przełącznika zaczepów	Zgodnie z instrukcją serwisową	Transformatory 110/SN co 3 lata
6	Obwody wtórne 1. Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów – nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat

		Sprawdzenie wartości nastawionych	Dokładność do 5% przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie (0,8 – 1,1) U_m	
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	
	2. Układy pomiarowo – ruchowe	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 $M\Omega$, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów – nie mniejsza niż 10 $M\Omega$	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie parametrów ruchowych	Dokładność do 2,5%	

	3. Układy sterowania i sygnalizacji	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów – nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów sterowania i sygnalizacji	Nie rzadziej niż raz w roku
7	Ochrona przeciwporażeniowa 1. Elektroenergetyczne rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV	Pomiar rezystancji uziemienia	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej. Przy wyznaczaniu napięcia rażenia i sprawdzaniu zagrożenia spowodowanego wynoszeniem potencjału dopuszcza się stosowanie metod obliczeniowych	Nie rzadziej niż co 10 lat oraz po zmianie warunków powodujących wzrost prądów uziomowych rozdzielni
Pomiar napięcia rażenia dotykowego i krokowego				
Sprawdzenie zagrożenia spowodowanego wynoszeniem z rozdzielni wysokiego potencjału ziemnozwarciowego				

	2. Elektroenergetyczne rozdzielnie o napięciu znamionowym wyższym od 1 kV , a niższym niż 110 kV	Pomiar rezystancji uziemienia. W razie uzyskania negatywnych wyników – pomiar napięcia rażenia dotykowego i krokowego	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż 10 lat
8	Linie o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w czasie największego obciążenia
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej. Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 10 lat
9	Instalacje o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w czasie największego obciążenia
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	1. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej około 100%, o
		Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych		

		Sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony	ej	<p>temperaturze powietrza wyższej od + 35 °C lub o wylazach żrących – nie rzadziej niż raz w roku</p> <p>2. Instalacje w pomieszczeniach o wilgotności względnej od 75% do 100%, zapyłonych oraz zaliczonych do kategorii I, II i III niebezpieczeństwa pożarowego lub do kategorii I, II i III zagrożenia ludzi - nie rzadziej niż co 5 lat</p> <p>3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach nie rzadziej niż co 10 lat</p>
--	--	---	----	--

		Pomiar rezystancji izolacji przewodów roboczych instalacji	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu instalacji do eksploatacji	<ol style="list-style-type: none"> 1. Instalacje w pomieszczeniach o wyziewach żrących lub zaliczanych do kategorii I, II i III niebezpieczeństwa pożarowego lub do kategorii I, II i III zagrożenia ludzi - nie rzadziej niż raz w roku 2. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej od 75% do 100%, o temperaturze powietrza wyższej od + 35 °C lub zapyłonych – nie rzadziej niż co 5 lat 3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach nie rzadziej niż co 10 lat
--	--	--	---	--

Załącznik nr 3.

Data

Wniosek zgłoszenia umowy sprzedaży

1. Dane odbiorcy:

1.1. Nazwa podmiotu:

.....
.....

NIP.....

1.2. Dane teleadresowe odbiorcy:

.....

1.3. Adres obiektu odbiorcy (punkt poboru):

.....

1.4 Numer licznika energii elektrycznej

.....

2. Dane dotychczasowego sprzedawcy:

2.1 Nazwa przedsiębiorstwa energetycznego

.....

3. Termin rozwiązania umowy z dotychczasowym sprzedawcą:

3.1. Rozwiązanie umowy sprzedaży energii elektrycznej z dotychczasowym sprzedawcą nastąpi z dniem:

.....

4. Dane nowego sprzedawcy:

4.1 Nazwa przedsiębiorstwa energetycznego

.....

5. Dane podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe::

5.1 Nazwa przedsiębiorstwa energetycznego

.....

5.2. Kod POB:

6. Dane dotyczące umowy sprzedaży energii elektrycznej:

6.1. Dniem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej jest następnny dzień po dacie rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży energii elektrycznej:

Dzień Miesiąc Rok
.....

6.2. Numer umowy sprzedaży

6.3. Planowana ilość sprzedaży energii elektrycznejkWh

6.4. Kod identyfikacyjny sprzedawcy:

6.5. Okres obowiązywania umowy sprzedaży pomiędzy Odbiorcą a Sprzedawcą:

Od do

7. Dane sprzedawcy rezerwowego:

7.1. Nazwa przedsiębiorstwa energetycznego :

.....

Niniejszym potwierdzam(y) prawdziwość złożonych danych. Za niezgodność danych ze stanem faktycznym, która może mieć wpływ na poprawność zgłoszenia wniosku zmiany sprzedawcy oraz wynikłe z tego konsekwencje biorę całkowitą odpowiedzialność, co potwierdzam własnoręcznym podpisem.

Wyrażam(y) zgodę na przetwarzanie danych osobowych do celów realizacji zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, zgodnie z ustawą o ochronie danych osobowych.

URD i Sprzedawca powiadomili dotychczasowego sprzedawcę o dacie rozpoczęcia realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej i oświadczają, że nie istnieją żadne przeszkody uniemożliwiające rozwiązanie z dotychczasowym sprzedawcą umowy sprzedaży energii elektrycznej, lub umowy kompleksowej, oraz oświadczają, że okres obowiązywania umowy z dotychczasowym sprzedawcą zakończy się z wpisana powyżej datą rozwiązania umowy.

Uwaga: w przypadku wystawienia przez URD stosownego pełnomocnictwa dla Sprzedawcy, Sprzedawca jest zobowiązany do przedstawienia wraz z formularzem oryginału tego pełnomocnictwa lub jego odpisu.

.....

.....
czytelny podpis Wnioskodawcy (Odbiorcy)
Wnioskodawcy (Nowego Sprzedawcy)

.....
czytelny podpis

Załącznik nr 4.

„ISTOTNE POSTANOWIENIA UMÓW O ŚWIADCZENIE USŁUG DYSTRYBUCJI ZAWIERANYCH ZE SPRZEDAWCAMI”.

Cześć A - Istotne postanowienia GUD-K zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. ZUT Sp. z o.o. i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD-K stanowią w szczególności:
 - 1) IRiESD,
 - 2) WDB,
 - 3) Taryfa ZUT Sp. z o.o
2. IRiESD zatwierdzona przez Prezesa URE i ogłoszona w Biuletynie URE stanowi część GUD-K. Dokonane po wejściu w życie GUD-K zmiany IRiESD lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują ZUT Sp. z o.o i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD-K. W przypadku niezgodności zapisów GUD-K i IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD-K, zgodnie z GUD-K. Jednocześnie ZUT Sp. z o.o i sprzedawca przyjmują, że ZUT Sp. z o.o . powiadomi sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-K, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po otrzymaniu decyzji przez ZUT Sp. z o.o o zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez Prezesa URE, ZUT Sp. z o.o poinformuje o tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD-K.
3. Warunkiem realizacji zobowiązań ZUT Sp. z o.o wobec sprzedawcy wynikających z GUD-K jest jednoczesne obowiązywanie umów:
 - 1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy ZUT Sp. z o.o a OSP;
 - 2) kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD;
 - 3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy ZUT Sp. z o.o. a POB wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
 - 4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB a OSP.
4. ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej,
2. GUD-K wraz z IRiESD i Taryfą ZUT Sp. z o.o. określa szczegółowe warunki świadczenia przez ZUT Sp. z o.o. usług dystrybucji oraz zasady współpracy P ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
 - 1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do ZUT Sp. z o.o. umów kompleksowych;
 - 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD-K kolejnych URD i zobowiązania ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcy w tym zakresie;

- 3) zasady wyłączania z zakresu GUD-K tych URD, z którymi zawarte umowy kompleksowe wygasły lub zostały rozwiązane;
- 4) wskazanie POB oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez sprzedawcę POB;
- 5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów kompleksowych;
- 6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez ZUT Sp. z o.o. ;
- 7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowych oraz innych niezbędnych do dokonania przez sprzedawcę rozliczeń za usługę kompleksową;
- 8) zasady udzielania bonifikat, rozpatrywania reklamacji i wypłaty odszkodowań;
- 9) obowiązki ZUT Sp. z o.o i sprzedawcy w zakresie obsługi URD;
- 10) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcą;
- 11) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
- 12) zasady zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
- 13) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. ZUT Sp. z o.o. zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach kompleksowych oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do ZUT Sp. z o.o i przyjętymi przez ZUT Sp. z o.o 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 ZUT Sp. z o.o. przez URD będącego prosumentem energii odnawialnej na podstawie umów kompleksowych, o których mowa w pkt 2;
5. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD oraz danych stanowiących podstawę do rozliczeń z URD, zgodnie z zapisami IRiESD oraz Taryfy ZUT Sp. z o.o.;
6. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD;
7. rozpatrywania na zasadach określonych w IRiESD wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez sprzedawcę w imieniu URD;
8. niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i umów kompleksowych z URD, w zakresie świadczonych usług dystrybucji;
9. udzielania sprzedawcy oraz URD informacji dotyczących świadczonych usług dystrybucji;
10. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD-K, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
11. terminowej zapłaty należności wynikających z GUD-K;
12. przekazania paszportu PPE niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu:
 - 1) trzech (3) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do ZUT Sp. z o.o. zapytania o paszport PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej może być przedłużony do pięciu (5) dni roboczych, o czym ZUT Sp. z o.o. poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) – dla URD przyłączonych do sieci elektroenergetycznej ZUT Sp. z o.o. o napięciu znamionowym do 1 kV i mocy przyłączeniowej/umownej nie wyższej niż 50 kW,
 - 2) pięciu (5) dni roboczych, od złożenia przez sprzedawcę do ZUT Sp. z o.o. zapytania o paszport PPE (w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin określony powyżej

może być przedłużony do dziesięciu (10) dni roboczych, o czym ZUT Sp. z o.o. poinformuje sprzedawcę przed upływem ww. terminu) – dla URD innych niż wymienionych w pkt 1); w szczególnie uzasadnionych przypadkach terminy określone powyżej mogą być przedłużone o pięć (5) dni roboczych ZUT Sp. z o.o. poinformuje o tym sprzedawcę przed upływem terminów, o których mowa w pkt 1) i 2);

13. powiadamiania o zmianie Taryfy ZUT Sp. z o.o. oraz IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej ZUT Sp. z o.o. ;
14. przekazania, na dedykowany adres poczty elektronicznej sprzedawcy, zatwierdzonej Taryfy ZUT Sp. z o.o. , nie później niż w terminie dwóch (2) dni roboczych od jej opublikowania w Biuletynie URE;
15. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K;
16. informowania sprzedawcy o przyłączeniu do sieci ZUT Sp. z o.o. mikroinstalacji URD, w tym informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji i rodzaju źródła energii.

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. występowania z wnioskiem o wydanie paszportu PPE przed zawarciem umowy kompleksowej z URD, przy czym wniosek ten nie jest obligatoryjny dla URD w gospodarstwie domowym przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV; wystąpienie z wnioskiem jest równoznaczne z dysponowaniem przez sprzedawcę pełnomocnictwem URD do pozyskania od ZUT Sp. z o.o danych udostępnionych w paszporcie PPE;
2. zgłaszania do Dystrybucja S.A. informacji o zawartych umowach kompleksowych, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów kompleksowych, na zasadach określonych w IRiESD; dokonanie zgłoszenia jest równoznaczne z realizacją obowiązku, o którym mowa w pkt 3;
3. uwzględnienia w umowach kompleksowych danych zawartych w paszporcie PPE oraz postanowień dotyczących zasad i warunków świadczenia usług dystrybucji;
4. udzielania, na wniosek ZUT Sp. z o.o. , informacji o postanowieniach umów kompleksowych, o których mowa w GUD-K, w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji;
5. terminowego regulowania należności wynikających z GUD-K;
6. ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K;
7. informowania ZUT Sp. z o.o. o zmianie POB lub zakończeniu świadczenia usługi bilansowania handlowego sprzedawcy, zgodnie z IRiESD;
8. przekazywania do ZUT Sp. z o.o., na zasadach i w terminach określonych w IRiESD, wniosków i reklamacji URD dotyczących świadczonych usług dystrybucji, zgłoszonych przez URD do sprzedawcy;
9. niezwłocznego, nie później niż w terminach określonych w IRiESD i Ustawie, rozpatrywania reklamacji URD i udzielania na nie odpowiedzi URD;
10. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD-K;
11. informowania URD o miejscach uzyskania informacji dotyczących postępowań reklamacyjnych, o których mowa w IRiESD;
12. niezwłocznego przekazywania ZUT Sp. z o.o. informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD-K i świadczonych przez PGE Dystrybucja S.A. usług dystrybucji na podstawie umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD;
13. niezwłocznego, nie później niż w terminie 5 dni roboczych od ich otrzymania przez sprzedawcę od URD nie objętego ochroną przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła), przekazywania ZUT Sp. z o.o. informacji o danych teled adresowych URD na potrzeby realizacji ww. rozporządzenia: adresie poczty

elektronicznej URD oraz numerze telefonu komórkowego URD - poprzez system, o którym mowa w GUD-K albo w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w Załączniku do GUD-K;

14. niezwłocznego dokonania odpowiednich zmian w umowie kompleksowej lub dokonania zgłoszenia nowej umowy kompleksowej, w przypadkach stwierdzenia przez OSD, że URD pobiera energię elektryczną na potrzeby inne, niż określone w umowie kompleksowej lub URD korzysta z grupy taryfowej niezgodnie z kwalifikacją określoną w Taryfie ZUT Sp. z o.o.;
15. zamieszczania w treści umowy kompleksowej z URD, w szczególności:
 - 1) zobowiązania URD do przestrzegania zapisów IRiESD oraz Taryfy ZUT Sp. z o.o.,
 - 2) zgody URD na gromadzenie i przetwarzanie ich danych osobowych przez ZUT Sp. z o.o. w zakresie określonym w umowie kompleksowej, w tym w związku z wykonywaniem przez ZUT Sp. z o.o. odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także kontrolą, modernizacją lub demontażem tych układów,
 - 3) zobowiązania URD do umożliwienia upoważnionym przedstawicielom ZUT Sp. z o.o. wykonania kontroli oraz umożliwienia uprawnionym przedstawicielom ZUT Sp. z o.o. dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do urządzeń oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego znajdującego się na terenie lub w obiekcie URD, w celu wykonania prac eksploatacyjnych, usunięcia awarii w sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o., odczytu wskazań lub demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - 4) informacji, że rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej następuje z dniem zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub podania napięcia – dotyczy URD nowo przyłączonych,
 - 5) poinformowania URD, że ZUT Sp. z o.o. ma prawo do wstrzymania lub ograniczenia dostarczania energii elektrycznej przez ZUT Sp. z o.o., w przypadkach określonych w Ustawie i w IRiESD,
 - 6) postanowień dotyczących sprzedaży rezerwowej określonych w Ustawie i IRiESD, w tym pozyskiwania od URD wymaganych oświadczeń lub upoważnień w tym zakresie.

V. Odniesienie do IRiESD oraz Taryfy ZUT Sp. z o.o. w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy przez ZUT Sp. z o.o. danych pomiarowych i rozliczeniowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD i Taryfie ZUT Sp. z o.o..
2. W zakresie danych pomiarowych dotyczących prosumentów lub prosumentów zbiorowych, ZUT Sp. z o.o. udostępnia sprzedawcy dane obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. przez prosumenta lub prosumenta zbiorowego przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o..
3. W zakresie danych pomiarowych dotyczących członków spółdzielni energetycznych, ZUT Sp. z o.o. udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. i pobranej z tej sieci przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej przed i po sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz.
4. Dane, o których mowa w ppkt 1, 2 i 3, udostępnione są sprzedawcy poprzez system, o którym mowa w GUD-K, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i ZUT Sp. z o.o. odbywa się poprzez system, o którym mowa w GUD-K.

3. Sprzedawca poinformuje URD, że ZUT Sp. z o.o. może wznowić dostarczanie energii elektrycznej bez odrębnego powiadomienia URD, również pod jego nieobecność.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD-K:

1. ZUT Sp. z o.o. i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUDK, w przypadkach:
 - a) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które ZUT Sp. z o.o. 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, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB na RB;
 - g) nieustanowienia, nieuzupełnienia lub nieodnowienia przez sprzedawcę na rzecz PGE Dystrybucja S.A. zabezpieczenia należytego wykonania Umowy.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD-K. W szczególności zaistnienie przesłanki określonej w ppkt 1 lit. g) powyżej może polegać na wstrzymaniu przyjmowania przez ZUT Sp. z o.o. nowych zgłoszeń dotyczących zawarcia przez sprzedawcę umów kompleksowych.
3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD-K następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 1.
4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD będącego prosumentem energii odnawialnej powoduje równocześnie wstrzymanie możliwości dostarczania do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. energii wytworzonej przez tego URD.

VIII. Rozliczenia finansowe i fakturowanie

- 1) Rozliczenia za świadczone przez ZUT Sp. z o.o. usługi dystrybucji na rzecz URD, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej, dokonywane są na podstawie stawek opłat i zasad ich stosowania określonych w Taryfie ZUT Sp. z o.o., z uwzględnieniem udzielonych przez ZUT Sp. z o.o. bonifikat oraz ilości zrealizowanych wznowień dostaw energii elektrycznej. W relacjach pomiędzy ZUT Sp. z o.o. a sprzedawcą rozliczenie usługi dystrybucji dla URD będącego prosumentem lub prosumentem zbiorowym, lub członkiem spółdzielni energetycznej, odbywają się na zasadach zawartych w Ustawie OZE.
- 2) W przypadku zmiany stawek opłat w trakcie okresu rozliczeniowego danego URD, stawki opłat i rozliczenia powinny być przyjmowane zgodnie z Taryfą ZUT Sp. z o.o. obowiązującą w danym okresie zużycia energii elektrycznej. W takim przypadku ZUT Sp. z o.o. udostępnia do rozliczeń dane pomiarowe wyznaczone zgodnie z IRiESD.
- 3) W celu poprawnego rozliczenia URD, dla których część opłat z tytułu świadczonych usług dystrybucji nie wynika z ilości energii elektrycznej pobranej z sieci ZUT Sp. z o.o., sprzedawca jest zobowiązany przekazywać ZUT Sp. z o.o. niezbędne informacje, w tym otrzymane od URD stosowne oświadczenia służące do prawidłowego rozliczenia usług dystrybucji, zgodnie z Taryfą ZUT Sp. z o.o. i na zasadach określonych przez ZUT Sp. z o.o. .
- 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, ZUT Sp. z.o.o w pierwszej kolejności ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia.
- 8) Opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej URD, wstrzymanego na żądanie sprzedawcy ponosi sprzedawca na rzecz ZUT Sp. z o.o. W innych przypadkach opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej ponosi URD na rzecz ZUT Sp. z o.o.

IX. Postępowanie reklamacyjne i tryb rozstrzygnięcia sporów oraz realizacji obowiązków informacyjnych:

1. Postępowanie reklamacyjne związane z trybem realizacji GUD-K:
 - 1) w przypadku powstania sporu przy realizacji postanowień GUD-K, nieobjętych postępowaniem reklamacyjnym zawartym w IRiESD, Strony w pierwszej kolejności podejmą działania zmierzające do polubownego rozwiązania sporu w drodze wzajemnych negocjacji; Strony uznają, że negocjacje zakończyły się bezskutecznie, jeżeli nie uzgodnią sposobu rozwiązania sporu w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia jego pisemnego zgłoszenia drugiej Stronie;
 - 2) do czasu zakończenia negocjacji określonych w ppkt 1), żadna ze Stron nie skieruje sprawy na drogę postępowania sądowego, chyba że będzie to niezbędne dla zachowania terminu do dochodzenia roszczenia, wynikającego z przepisów prawa;
 - 3) zgłoszenie reklamacji, wystąpienie lub istnienie sporu dotyczącego GUD-K albo zgłoszenie wniosku o renegecjację GUD-K, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD-K.
2. Zasady udzielania bonifikat:
 - 1) ZUT Sp. z o.o. udziela sprzedawcy, na zasadach oraz w terminach określonych w IRiESD oraz w Taryfie ZUT Sp. z o.o. bonifikaty z tytułu:
 - a) niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - b) niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
 - 2) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, ZUT Sp. z o.o. pokrywa koszty udzielonych bonifikat w wysokości określonej na podstawie ilości dni, o którą ZUT Sp. z o.o. przekroczył wynikający z IRiESD termin na udzielenie przez ZUT Sp. z o.o. odpowiedzi sprzedawcy. W przypadku, gdy przekroczenie terminu po stronie ZUT Sp. z o.o. jest większe niż całkowite przekroczenie terminu udzielenia odpowiedzi przez sprzedawcę, ZUT Sp. z o.o. pokrywa koszty bonifikat proporcjonalne do przekroczenia terminu odpowiedzi udzielonej URD. Wzajemne rozliczenie dotyczy jedynie przekroczeń terminów realizacji zgłoszeń skierowanych do ZUT Sp. z o.o. przez sprzedawcę, w przypadku, gdy sprzedawca nie przekroczy terminu 30 dni kalendarzowych na udzielenie bonifikaty URD.
 - 3) W przypadku udzielenia URD przez sprzedawcę bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, ZUT Sp. z o.o. pokrywa koszty udzielonych bonifikat w pełnej wysokości pod warunkiem uprzedniego potwierdzenia przez ZUT Sp. z o.o. niedotrzymania tych parametrów.

X. Zmiany, renegecjacje 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 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 w Biuletynie URE zmian IRiESD lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone ZUT Sp. z o.o. najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD-K zostanie złożone ZUT Sp. z o.o. w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD-K następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD-K obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub WDB.
6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD-K z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD-K w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD-K z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach: 1) istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD-K, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:
 - a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD-K,
 - b) określenie istotnych szczegółów naruszenia,2) niewypłacalności drugiej Strony lub rozpoczęcia przez właściwy sąd postępowania o wykreśleniu Strony z rejestru wobec przeprowadzenia postępowania likwidacyjnego.

Prawo rozwiązania GUD-K, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD-K. Za istotne naruszenie warunków GUD-K przez sprzedawcę uważa się w szczególności:

 - a) ustalenie treści umowy kompleksowej zawieranej z URD z naruszeniem GUD-K (w szczególności WUD lub WUD-P) lub wymogów wynikających z przepisów powszechnie obowiązujących,
 - b) wystąpienie opóźnienia w regulowaniu wynikających z GUD-K należności PGE Dystrybucja S.A. przekraczających 30 dni kalendarzowych.
8. ZUT Sp. z o.o. ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, niezależnie od ograniczenia lub wstrzymania świadczenia usług będących przedmiotem GUD-K, do rozwiązania GUD-K ze skutkiem natychmiastowym w przypadku:
 - 1) cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji przywołanej w GUD-K, niezbędnej do zawarcia i realizacji GUD-K;
 - 2) braku POB 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

ZUT Sp. z o.o. na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez ZUT Sp. z o.o. statusu operatora systemu dystrybucyjnego.

10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD-K powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD-K.

XI. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie rezerwowej umowy kompleksowej oraz warunki współpracy ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD.
2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:
 - 1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej (zwanej dalej „rezerwową umową kompleksową”), z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD.
 - 2) przekazuje ZUT Sp. z o.o. aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej, o których mowa w ppkt 1) lit. a). W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje ZUT Sp. z o.o. nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje ZUT Sp. z o.o. w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.
 - 3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od ZUT Sp. z o.o. działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie rezerwowej umowy kompleksowej następuje poprzez złożenie przez ZUT Sp. z o.o. oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.
 - 4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD określonymi w paszporcie PPE, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD-K lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD-K.

XII. Zabezpieczenia finansowe:

1. Sprzedawca ma obowiązek ustanowienia, uzupełniania oraz odnawiania na rzecz ZUT Sp. z o.o. zabezpieczenia należytego wykonania GUD-K („Zabezpieczenie”), w tym:
 - 1) Zabezpieczenie ustanawiane jest przez sprzedawcę bez wezwania ZUT Sp. z o.o. .
 - 2) Zabezpieczenie może zostać ustanowione, według wyboru sprzedawcy, w jednej lub kilku z następujących form:
 - a) kaucji pieniężnej, wpłaconej na rachunek bankowy ZUT Sp. z o.o. ,
 - b) nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową akceptowaną przez ZUT Sp. z o.o. , 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 ZUT Sp. z o.o. na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
 - d) wpłaty środków pieniężnych na rachunek powierniczy/zastrzeżony prowadzony przez bank na rzecz ZUT Sp. z o.o. .
 - 3) Wysokość Zabezpieczenia ustala się:
 - a) przy zawieraniu GUD-k jako równowartość (w zł) iloczynu:
 - i. 3- miesięcznej wielkości sprzedaży (liczonej w kWh) zadeklarowanej przez sprzedawcę
 - ii. oraz sumy składników opłat za usługi dystrybucji zależnych od zużycia energii elektrycznej (wyrażonych w zł/kWh) dla grupy taryfowej G11, według stawek opłat określonych w Taryfie ZUT Sp. z o.o.
 - b) w trakcie obowiązywania GUD-k jako wartość (w zł) nie mniejszą niż: i. 3-miesięczną, potwierdzoną wystawionymi przez ZUT Sp. z o.o. fakturami, wartość sprzedaży wraz z

podatkiem VAT (liczoną w zł) dokonaną przez sprzedawcę w ramach GUD-k, liczoną za okres 3 miesiące kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym ustalana jest aktualna wysokość Zabezpieczenia;

- ii. wartość sprzedaży stanowiącą sumę: □ 3-miesięcznej wartości sprzedaży objętej dokonanymi przez sprzedawcę zgłoszeniami umów kompleksowych - wyliczonej jako iloczyn: 3-miesięcznej wielkości sprzedaży (wyrażonej w kWh) na podstawie deklaracji rocznych (zgodnie ze zgłoszeniami umów kompleksowych) oraz sumy składników opłat za usługi dystrybucji.

oraz

- 3-miesięcznej wartości sprzedaży rezerwowej (możliwej do uruchomienia w okresie wskazanych w tirecie powyżej 3 miesiące) - wyliczonej jako iloczyn: 3-miesięcznej wielkości sprzedaży rezerwowej (wyrażonej w kWh) możliwej do uruchomienia w okresie w/w 3 miesiące oraz sumy składników opłat za usługi dystrybucji.
- 4) ZUT Sp. z o.o. ma prawo do skorzystania z Zabezpieczenia ustanowionego przez sprzedawcę na zaspokojenie roszczeń z tytułu wymagalnych należności wynikających z GUD-K.
- 5) ZUT Sp. z o.o. może zwolnić z ustanowienia Zabezpieczenia na pisemny wniosek sprzedawcy, w przypadku gdy: □ sprzedawca posiada aktualną ocenę ratingową na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
- podmiot, który posiada bezpośrednio lub pośrednio co najmniej 75% udziałów albo akcji sprzedawcy posiada ocenę ratingową na poziomie równoważnym BBB lub wyższym,
 - sprzedawca spełnia kryterium terminowości płatności.

ZUT Sp. z o.o. może obniżyć wysokość ustanowionego Zabezpieczenia na pisemny wniosek sprzedawcy, o ile sprzedawca spełnia kryterium terminowości płatności.

XIII. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD-K jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD-K będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby ZUT Sp. z o.o.
3. GUD-K jest sporządzona w języku polskim.

Cześć B - Istotne postanowienia GUD GUD zawiera następujące istotne postanowienia:

I. Postanowienia wstępne:

1. ZUT Sp. z o.o. i sprzedawca przyjmują, że podstawę do ustalenia i realizacji warunków GUD stanowią w szczególności:
 - i. IRiESD,
 - ii. WDB, iii. ZUT Sp. z o.o.
2. IRiESD zatwierdzona przez Prezesa URE i ogłoszona w Biuletynie URE stanowi część GUD. Dokonane po wejściu w życie GUD zmiany IRiESD lub WDB zatwierdzone przez Prezesa URE, obowiązują ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcę bez konieczności sporządzania aneksu do GUD. W przypadku niezgodności zapisów GUD i IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa URE, obowiązują zapisy IRiESD. Nie wyklucza to prawa do rozwiązania GUD, zgodnie z GUD. Jednocześnie ZUT Sp. z o.o. i sprzedawca przyjmują, że ZUT Sp. z o.o. powiadomi sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD, o publicznym dostępie do projektu IRiESD lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania. Powiadomienie to nastąpi nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia opublikowania projektu IRiESD lub jej zmian. Nie później niż 3 dni robocze po otrzymaniu decyzji przez ZUT Sp. z o.o. o zatwierdzeniu IRiESD lub jej zmian przez Prezesa URE, ZUT Sp. z o.o. poinformuje o

tym sprzedawcę w formie elektronicznej na dedykowany adres mailowy wskazany w GUD.

3. Warunkiem realizacji zobowiązań ZUT Sp. z o.o. wobec sprzedawcy wynikających z GUD jest jednoczesne obowiązywanie umów:
 - 1) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy ZUT Sp. z o.o. a OSD;
 - 2) o świadczenie usług dystrybucji zawartych pomiędzy ZUT Sp. z o.o. a URD;
 - 3) o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy ZUT Sp. z o.o. a POB wskazanym przez sprzedawcę – przez wskazanie POB rozumie się również oznaczenie samego sprzedawcy jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
 - 4) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy wskazanym przez sprzedawcę POB a OSP.
4. ZUT Sp. z o.o. 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 ZUT Sp. z o.o. zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD, w przypadku:
 - 1) sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o.;
 - 2) zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży – dotyczy energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. .
2. GUD wraz z IRiESD i Taryfą ZUT Sp. z o.o. określa szczegółowe warunki świadczenia przez ZUT Sp. z o.o. usług dystrybucji oraz zasady współpracy ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcy w tym zakresie, w szczególności:
 - 1) zasady i terminy zgłaszania przez sprzedawcę do ZUT Sp. z o.o. umów sprzedaży;
 - 2) zasady obejmowania postanowieniami GUD kolejnych URD i zobowiązania ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcy w tym zakresie;
 - 3) zasady wyłączenia z zakresu GUD tych URD, z którymi zawarte umowy sprzedaży lub umowy o świadczenie usług dystrybucji wygasły lub zostały rozwiązane;
 - 4) wskazanie POB oraz zasady i warunki jego zmiany, w tym umocowanie wskazanego przez Sprzedawcę POB;
 - 5) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów sprzedaży;
 - 6) zasady wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD przez ZUT Sp. z o.o. ;
 - 7) zakres, zasady i terminy udostępniania danych pomiarowych URD;
 - 8) osoby upoważnione do kontaktu oraz ich dane teleadresowe;
 - 9) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

III. ZUT Sp. z o.o. zobowiązuje się w szczególności do:

1. przyjmowania od sprzedawcy powiadomień o zawartych umowach sprzedaży oraz weryfikacji tych powiadomień zgodnie z IRiESD;
2. realizacji czynności niezbędnych do dostarczania energii elektrycznej do URD w związku ze zgłoszonymi przez sprzedawcę do ZUT Sp. z o.o. i przyjętymi przez ZUT Sp. z o.o. do realizacji umowami sprzedaży;
3. dystrybucji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ZUT Sp. z o.o. przez URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej;
4. udostępniania sprzedawcy danych pomiarowych URD zgodnie z IRiESD; 5. wstrzymywania i wznawiania dostarczania energii elektrycznej URD na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania sprzedawcy informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;

7. wykonywania innych obowiązków określonych w GUD, a także wynikających z przepisów obowiązującego prawa i IRiESD;
8. powiadamiania o zmianie IRiESD, poprzez udostępnianie ich w swojej siedzibie oraz publikowania na stronie internetowej ZUT Sp. z o.o. ;
9. zachowania tajemnicy przedsiębiorstwa związanej z realizacją GUD;

IV. Sprzedawca zobowiązuje się w szczególności do:

1. zgłaszania do ZUT Sp. z o.o. informacji o zawartych umowach sprzedaży, zmianie danych wskazanych w zgłoszeniu lub o wygaśnięciu lub rozwiązaniu umów sprzedaży, na zasadach określonych w IRiESD;
2. terminowego regulowania należności wynikających z GUD;
3. informowania PGE Dystrybucja S.A. o zmianie POB 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 i IRiESD;
6. niezwłocznego przekazywania PGE Dystrybucja S.A. informacji wynikających z IRiESD mających wpływ na realizację GUD;
7. zapewnienia bilansowania energii elektrycznej pobranej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o. przez URD.

V. Odniesienie do IRiESD w zakresie zasad udostępniania danych pomiarowych:

1. Udostępnianie sprzedawcy przez ZUT Sp. z o.o. danych pomiarowych dla każdego PPE odbywa się na zasadach określonych w IRiESD;
2. Dane, o których mowa w ppkt 1, udostępnione są sprzedawcy poprzez wystawienie ich na wskazany przez ZUT Sp. z o.o. serwer ftp lub przekazanie na adres e-mail, wyszczególniony w Załączniku do GUD lub udostępnienie poprzez system, o którym mowa w GUD, w formacie określonym zgodnie z IRiESD.

VI. Zasady wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, w tym odniesienie się do zapisów IRiESD:

1. Wstrzymanie oraz wznowienie dostarczania energii elektrycznej odbywa się na zasadach określonych w Ustawie oraz IRiESD.
2. Wymiana informacji w zakresie wstrzymania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej pomiędzy sprzedawcą i ZUT Sp. z o.o. odbywa się poprzez system, o którym mowa w GUD.

VII. Ograniczenia w wykonaniu postanowień GUD:

1. ZUT Sp. z o.o. i sprzedawca dopuszczają ograniczenie lub wstrzymanie, w części lub w całości, świadczenia usług dystrybucji będących przedmiotem GUD, w przypadkach:
 - a) działania siły wyższej albo z winy URD lub osoby trzeciej, za które ZUT Sp. z o.o. 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, w szczególności w przypadku zawieszenia lub zaprzestania działalności POB na RB.
2. Ograniczenie lub wstrzymanie, o których mowa w ppkt 1, możliwe jest tylko w takim zakresie, w jakim zaistnienie danej przyczyny uniemożliwia realizację GUD.
3. Świadczenie usług dystrybucji będących przedmiotem GUD następuje niezwłocznie po ustaniu przyczyn ograniczenia lub wstrzymania, o których mowa w ppkt 1.
4. Wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej URD posiadającego moduł wytwarzania energii lub magazyn energii elektrycznej powoduje równocześnie

wstrzymanie możliwości wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej ZUT Sp. z o.o.

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 renegeocjacje GUD, nie zwalnia Stron z dotrzymania swoich zobowiązań wynikających z GUD.

IX. Zmiany, renegeocjacje oraz wypowiedzenie GUD:

1. Zmiany GUD mogą być dokonywane, pod rygorem nieważności, wyłącznie na piśmie w formie aneksu do GUD, za wyjątkiem zmian jednoznacznie przywołanych w GUD, dla których ustalano, że nie wymagają formy aneksu.
2. Jeżeli którekolwiek z postanowień GUD uznane zostanie za nieważne na mocy prawomocnego wyroku sądu lub ostatecznej decyzji innego uprawnionego do tego organu władzy publicznej, pozostaje to bez wpływu na ważność pozostałych postanowień GUD. W takim przypadku Strony niezwłocznie podejmą negocjacje w celu zastąpienia postanowień nieważnych innymi postanowieniami, które będą realizować możliwie zbliżony cel.
3. Postanowienia pkt 2 stosuje się również, jeżeli po zawarciu GUD wejdą w życie przepisy, na skutek których jakiekolwiek z postanowień GUD stanie się nieważne.
4. W przypadku zmian w zakresie stanu prawnego lub faktycznego mających związek z postanowieniami GUD, Strony zobowiązują się do podjęcia w dobrej wierze jej renegeocjacji pod kątem dostosowania GUD do nowych okoliczności.
5. Jeśli sprzedawca nie zgadza się ze zmianami wprowadzonymi w IRiESD lub WDB, wówczas ma prawo wypowiedzenia GUD, przy czym oświadczenie o wypowiedzeniu GUD powinno zostać złożone w terminie 10 dni kalendarzowych od dnia opublikowania w Biuletynie URE zmian IRiESD lub WDB. Jeżeli oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone ZUT Sp. z o.o. najpóźniej na 2 dni robocze przed dniem wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB, to w takim przypadku wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem na dzień poprzedzający wejście w życie zmienionej IRiESD lub WDB. Jeżeli natomiast oświadczenie o wypowiedzeniu GUD zostanie złożone ZUT Sp. z o.o. w terminie późniejszym, ale z zachowaniem powyższego 10-dniowego terminu, to wypowiedzenie GUD następuje ze skutkiem w drugim dniu roboczym po dniu złożenia oświadczenia o wypowiedzeniu. W takim przypadku od dnia wejścia w życie zmienionej IRiESD lub WDB do dnia wypowiedzenia GUD obowiązują postanowienia nowej IRiESD lub WDB.
6. Każda ze Stron ma prawo wypowiedzieć GUD z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Wypowiedzenie wymaga dla swej skuteczności zachowania formy pisemnej zawiadomienia drugiej Strony. Strony dopuszczają możliwość rozwiązania GUD w innym, wzajemnie uzgodnionym terminie.
7. Każda ze Stron ma również prawo rozwiązania GUD z zachowaniem jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadkach istotnego zawinionego naruszenia przez drugą Stronę warunków GUD, jeśli przyczyny i skutki naruszenia nie zostały usunięte w terminie 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania pisemnego zgłoszenia żądania ich usunięcia zawierającego:

- a) stwierdzenie przyczyny uzasadniającej wypowiedzenie GUD,
- b) określenie istotnych szczegółów naruszenia.

Prawo rozwiązania GUD, o którym mowa w niniejszym ustępie, nie przysługuje Stronie, która poprzez swoje umyślne działanie spowodowała istotne naruszenie postanowień GUD.

8. PGE Dystrybucja S.A. 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 sprzedawcy.
9. Sprzedawca ma prawo do rozwiązania GUD ze skutkiem natychmiastowym w przypadku cofnięcia przez Prezesa URE lub upływu okresu obowiązywania koncesji ZUT Sp. z o.o. na dystrybucję energii elektrycznej lub utraty przez ZUT Sp. z o.o. statusu operatora systemu dystrybucyjnego.
10. Oświadczenie Strony o wypowiedzeniu lub rozwiązaniu GUD powinno być pod rygorem nieważności złożone drugiej Stronie na piśmie na adres wskazany w Załączniku do GUD.

X. Zasady sprzedaży rezerwowej:

1. Zasady sprzedaży rezerwowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej oraz warunki współpracy ZUT Sp. z o.o. i sprzedawcy w tym zakresie, zawarte są w IRiESD.
2. Sprzedawca, który wyraził zgodę na pełnienie funkcji sprzedawcy rezerwowego:
 - 1) składa w stosunku do URD, którzy wskazali sprzedawcę jako sprzedawcę rezerwowego, ofertę zawarcia umowy sprzedaży rezerwowej, z przyczyn wskazanych w Ustawie i IRiESD.
 - 2) przekazuje ZUT Sp. z o.o. aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane warunki sprzedaży rezerwowej. W przypadku zmiany ww. adresu strony internetowej, sprzedawca przekazuje ZUT Sp. z o.o. nowy adres strony internetowej, co najmniej 14 dni przed terminem zmiany tego adresu. Powyższe informacje przekazuje ZUT Sp. z o.o. w formie elektronicznej na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.
 - 3) w razie zaistnienia, określonych w Ustawie i IRiESD, podstaw do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, otrzymuje od ZUT Sp. z o.o. działającego w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu jego oferty. Zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej następuje poprzez złożenie przez ZUT Sp. z o.o. oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy w terminie wynikającym z Ustawy. Oświadczenie może obejmować łącznie wszystkich URD, dla których zaistniały podstawy do rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej.
 - 4) otrzymuje oświadczenie, o którym mowa w ppkt 3), wraz z danymi URD, w formie komunikatu udostępnianego poprzez system, o którym mowa w GUD lub formie e-mail na adres poczty elektronicznej wskazany w GUD.

XI. Postanowienia końcowe:

1. Prawem właściwym dla GUD jest prawo polskie.
2. Wszelkie spory pomiędzy Stronami wynikające z niniejszej GUD będą rozpoznawane przez sąd właściwy miejscowo dla siedziby ZUT Sp. z o.o.
3. GUD jest sporządzona w języku polskim.