

ERGO ENERGY Sp. z o.o.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ



SPIS TREŚCI

1	POSTANOWIENIA OGÓLNE	4
2	PRZYŁĄCZANIE PODMIOTÓW DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ERGO ENERGY SP. Z O.O.	6
	2.1 Zasady przyłączania	6
	2.2 Zasady odłączania	9
	2.3 Zasady wstrzymywania i wznowienia dostarczanie energii elektrycznej	9
	2.4 Wymagania techniczne dla sieci, urządzeń i instalacji odbiorców, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych	10
	2.5 Wymagania techniczne dla układów pomiarowo rozliczeniowych	10
3	WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	15
	3.1 Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych	15
	3.2 Warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej	16
	3.3 Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	17
	3.4 Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej	19
4	PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY	21
	4.1 Wymagania ogólne	21
	4.2 Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	22
5	PROCEDURA POMIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII	23
	5.1 Zasady ogólne	23
	5.2 Weryfikacja powiadomień	23
6	ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH	23
7	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ORAZ ZSADY I STANDARDY TECHNICZNE EKSPLOATACJI	25
	7.1 Przepisy ogólne	25
	7.2 Przyjmowanie urządzeń, instalacji do eksploatacji	26
	7.3 Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji	26
	7.4 Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego	26
	7.5 Dokumentacja techniczna i prawna	27
	7.6 Rezerwa urządzeń i części zapasowych	28
	7.7 Wymiana informacji eksploatacyjnych	28
	7.8 Ochrona środowiska naturalnego	28
	7.9 Ochrona przeciwpożarowa	29
	7.10 Planowanie prac eksploatacyjnych	29
	7.11 Warunki bezpiecznego wykonywania prac	29
	7.12 Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej	29
	7.13 Przeglądy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnej	30
	7.14 Ocena stanu technicznego sieci dystrybucyjnej	31
	7.15 Remonty sieci dystrybucyjnej	31
	7.16 Oględziny, przeglądy, ocena stanu technicznego i remonty instalacji	31
8	PROWADZENIE RUCHU SIECIOWEGO	32
	8.1 Obowiązki Operatora Systemu Dystrybucyjnego	32
	8.2 Struktura i podział kompetencji służb utrzymania ruchu Operatora Systemu Dystrybucyjnego	32
	8.3 Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną	33
	8.4 Program pracy sieci dystrybucyjnej	33
	8.5 Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	33
	8.6 Programy łączeniowe	34
9	WSPÓŁPRACA OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ MIĘDZY OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	35
	9.1 Współpraca OSD ERGO ENERGY a OSD ENERGA Operator i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami	35
	9.2 Przekazywanie informacji pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a użytkownikami systemu	35

10	WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UZYTKOWNIKAMI SYSTEMU		35
	10.1	Dane przekazywane od operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej	35
	10.2	Informacje udostępniane przez OSD	36
11	WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH		37
12	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO		37
	12.1	Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej	37
	12.2	Zasady postępowania przy wystąpieniu zagrożenia ciągłości dostaw lub wystąpieniu awarii	38
12A	ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ		39
	12A.1	Zasady nadawania certyfikatów ORed	39
	12A.2	Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed	43
13	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ		45
	13.1	Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci	45
14	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ		45
15	ZASADY WYZNACZANIA I PRZYDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA		46
16	SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI		47
	16.1	Oznaczenie skrótów	47
	16.2	Pojęcia i definicje	47

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1 ERGO ENERGY Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (zwana dalej ERGO ENERGY Sp. z o.o.) jako Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) wprowadza niniejszą instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- 1.2 ERGO ENERGY Sp. z o.o. jako Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSOP, zwany dalej „OSDn” prowadzi ruch i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRiESD.
- 1.3 OSDn zapewnia wszystkim sprzedawcom oraz odbiorcom przyłączonym do własnej sieci świadczenie usług dystrybucyjnych na zasadzie równoprawnego traktowania. Świadczenie tych usług odbywa się na podstawie umowy dystrybucyjnej lub kompleksowej.
- 1.4 ERGO ENERGY Sp. z o.o. będąc OSDn prowadzi ruch sieciowy na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie Gdańsk Wrzeszcz przy ulicy Kilińskiego na mocy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 30 stycznia 2015 roku wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DEE/340/19233/W/DRE/2015/LG na okres od 01.02.2015 r. do 31.12.2030 r.
- 1.5 Funkcję OSDp pełni w stosunku do OSDn ENERGA Operator SA.
- 1.6 Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:
- ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne (Dz. U. 2006 nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji.
 - ustawy Kodeks Pracy (Dz. U. z 1998 r. nr 21, poz. 94 z późniejszymi zmianami)
 - Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE (zwaną dalej IRiESP)
 - Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ENERGA Operator SA (zwaną dalej IRiESD)
 - Taryfa dla dystrybucji energii elektrycznej ENERGA Operator SA
 - Dokumentów związanych z Instrukcją, przyjętych do stosowania przez ERGO ENERGY Sp. z o.o.
- 1.7 W szczególności IRiESD określa:
- sposób przyłączania odbiorców do sieci dystrybucyjnej
 - wymagania techniczne stawiane instalacjom, sieciom i urządzeniom współpracującym z siecią dystrybucyjną
 - zasady eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji
 - zasady prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej
 - zasady bilansowania sieci dystrybucyjnej i zarządzania ograniczeniami systemowymi
 - kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, w tym również sposoby działania w przypadku zagrożenia ciągłości dostaw i sposoby odbudowy systemu po awarii o znacznych rozmiarach
 - zasady współpracy z OSDp
 - zasady i zakres wymienianych informacji pomiędzy OSDn a pozostałymi użytkownikami systemu
 - parametry jakościowe dostarczanej energii oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu
 - wskaźniki niezawodności dostaw energii charakteryzujące bezpieczeństwo i pewność zasilania odbiorców
- 1.8 W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii kablowych za który ruch sieciowy odpowiedzialna jest ERGO ENERGY Sp. z o.o. niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- 1.9 Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty związane umowami dystrybucyjnymi, bądź kompleksowymi z OSDn
- odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn
 - odbiorców występujących o przyłączenie do sieci OSDn
 - przedsiębiorstwa obrotu energią i sprzedawców posiadających swoje miejsca dostarczania energii rynku bilansującego w obszarze sieci OSDn

d) operatorów handlowo – technicznych działających w imieniu podmiotów pobierających energię i przyłączonych do sieci OSDn.

1.10 Zgodnie z Zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej Operator Systemu Dystrybucyjnego odpowiedzialny jest za:

- a) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania we współpracy z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych oraz operatorem systemu przesyłowego
- b) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego
- c) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swojego działania
- 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) bilansowania systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z:
 - niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu
 - zarządzanie ograniczeniami systemowymi
- f) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej
- g) 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
- h) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - budowę i eksploatację budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i inżynierskiej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi,
 - pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu dystrybucyjnego,
 - udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
 - opracowywanie i wdrażanie procedury zmiany sprzedawcy oraz jej uwzględnianie w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

1.11 ERGO ENERGY Sp. z o.o. ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.

1.12 IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z data łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

- a) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej,
- b) rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

1.13 Operator systemu dystrybucyjnego udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz umieszcza ją na swoich stronach internetowych. Udostępnienie IRiESD do wglądu jest bezpłatne, natomiast przekazanie egzemplarza IRiESD zainteresowanym podmiotom odbywa się po kosztach jej powielenia.

1.14 W zależności od potrzeb operator systemu dystrybucyjnego przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.

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

1.16 Karta aktualizacji IRiESD powinna zawierać w szczególności:

- a) zakres aktualizacji IRiESD,
- b) datę wprowadzenia w życie aktualizacji,
- c) liczbę porządkową kolejnych zmian wraz z jednoznacznym określeniem miejsca zmiany oraz zmienionym tekstem,
- d) podpis osoby zatwierdzającej aktualizację.

Karty aktualizacji stanowią załącznik do IRiESD.

1.17 Operator systemu dystrybucyjnego informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.

Podstawowym środkiem komunikowania przyjętym przez ERGO ENERGY Sp. z o.o. jako operatora są komunikaty zamieszczane na stronie internetowej.

2. PRZYŁĄCZANIE PODMIOTÓW DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ERGO ENERGY SP. Z O.O.

2.1 Zasady przyłączenia.

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

2.1.2 Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD obejmuje:

- a) pozyskanie przez podmiot od OSD wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia
- b) złożenie przez podmiot u OSD wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD
- c) ERGO ENERGY Sp. z o.o. dokonuje weryfikacji wniosku w ciągu 14 dni roboczych od daty jego wydania
- d) wydanie przez OSD warunków przyłączenia i projektu umowy o przyłączenie
- e) zawarcie umowy o przyłączenie
- f) realizację przyłącza i niezbędnej rozbudowy sieci
- g) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowanych sieci, przyłącza i przyłączanych instalacji. ERGO ENERGY Sp. z o.o. za strzegą sobie prawo do dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci
- h) zawarcie przez podmiot umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej
- i) przyłączenie do sieci dystrybucyjnej

2.1.3 Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń odbiorców końcowych składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

2.1.4 Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia ERGO ENERGY Sp. z o.o. na swojej stronie internetowej lub w siedzibie firmy.

2.1.5 Do wniosku, o określenie warunków przyłączenia należy dołączyć:

- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów

c) ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z OSD.

2.1.6 Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- a) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- b) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- c) moc przyłączeniową,
- d) rodzaj połączenia z siecią instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- e) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- f) wymagania wynikające z IRIESD,
- g) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- h) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- i) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- j) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- k) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - prądów zwarcia doziemnego,
- l) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- m) wymagania w zakresie:
 - dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
- n) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- o) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- p) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów

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

- a) przy zasilaniu kablem ziemnym - zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu, w kierunku instalacji odbiorcy;
- b) przy zasilaniu przyłączem napowietrznym, wykonanym wielożyłowym przewodem izolowanym - zaciski prądowe, o których mowa w pkt a), lub zaciski prądowe na wejściu przewodów od zabezpieczenia w złączu w kierunku instalacji odbiorcy, w zależności od przyjętego rozwiązania technicznego;
- c) w budynkach wielolokalowych - zaciski prądowe na wyjściu od zabezpieczeń głównych w złączu, w kierunku instalacji odbiorców;
- d) w złączu zintegrowanym z układem pomiarowo-rozliczeniowym - zaciski na listwie zaciskowej w kierunku instalacji odbiorczej.

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

- 2.1.8 Operator systemu dystrybucyjnego wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.
- 2.1.9 Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie.
- 2.1.10 Wraz z określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- 2.1.11 W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego na podstawie opracowywanych przez tego operatora warunków przyłączenia może wpłynąć na warunki pracy sieci innego operatora systemu dystrybucyjnego, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień, w zakresie wzajemnego ponoszenia skutków wynikających z przyłączenia do sieci.
- 2.1.12 Operator systemu dystrybucyjnego wydający warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. 2.1.11.
- 2.1.13 Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- 2.1.14 Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej powinna zawierać co najmniej:
- strony zawierające umowę,
 - przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - termin realizacji przyłączenia,
 - wysokość opłaty za przyłączenie obliczony zgodnie z taryfą obowiązującą w dniu podpisania umowy oraz sposób jej regulowania,
 - miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - moc przyłączeniową,
 - ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,
 - odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - okres obowiązywania umowy oraz warunki jej wejścia w życie i rozwiązania
- 2.1.15 OSD ma prawo do kontroli spełniania, przez przyłączane oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych.
- 2.1.16 Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w p. 2.1.15, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej. Podmioty zaliczone do III i IV grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcje współpracy podlegającą uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- 2.1.17 Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

2.2 Zasady odłączania.

- 2.2.1 Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej, określone w niniejszym rozdziale obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty odłączane, jeśli umowa a świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- 2.2.2 OSD odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej, w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- 2.2.3 Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - przyczynę odłączenia,
 - proponowany termin odłączenia.
- 2.2.4 Operator systemu dystrybucyjnego ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez operatora systemu dystrybucyjnego o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.
- 2.2.5 OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSD uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- 2.2.6 OSD uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp, tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.
- 2.2.7 OSD uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, dla których wymagane jest uzgodnienie z operatorem systemu przesyłowego warunków przyłączenia. Uzgodnienie to odbywa się na zasadach opisanych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub umowie zawartej z OSDp.
- 2.2.8 W niezbędnych przypadkach operator systemu dystrybucyjnego zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej, określające w szczególności: miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie, termin odłączenia, dane osoby odpowiedzialnej ze strony operatora systemu dystrybucyjnego za prawidłowe odłączenie podmiotu, sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu, harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych, aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.
- 2.2.9 Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w p.2.1.

2.3 Zasady wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

- 2.3.1 Operator systemu dystrybucyjnego wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, jeżeli w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p.2.1.15, operator systemu dystrybucyjnego stwierdzi, że:
- instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej,

- odbiorca nie wyraża zgody na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.
- 2.3.2 Operator systemu dystrybucyjnego może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobrana energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.
- 2.3.3 Operator systemu dystrybucyjnego bezzwłocznie wznawia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w p.2.3.1. oraz p.2.3.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- 2.4 Wymagania techniczne dla sieci, urządzeń i instalacji odbiorców, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych.
- 2.4.1 Wymagania ogólne.
- a) Przyłączane do sieci dystrybucyjnych urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą, spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
 - bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.
 - b) Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w p.2.4.1, 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.
 - c) Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia, powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w 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.12 niniejszej IRIESD.
- 2.4.2 Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców.
- a) Urządzenia przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.
 - b) Operator systemu dystrybucyjnego określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.
- 2.5 Wymagania techniczne dla układów pomiarowo – rozliczeniowych.
- 2.5.1 Wymagania ogólne
- a) Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo - kontrolnych, zwanych dalej układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRIESD obowiązują w przypadkach:

- układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- układów pomiarowych zainstalowanych u odbiorców, którzy po wejściu w życie instrukcji skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu. Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać po raz pierwszy z prawa wyboru sprzedawcy, dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niniejszej IRiESD. Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością ERGO ENERGY Sp. z o.o. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień podpisania umowy dystrybucji. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością ERGO ENERGY Sp. z o.o. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych o których mowa w niniejszej IRiESD dla których ERGO ENERGY Sp. z o.o. może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem 14.

- Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Właściciel przekładników przedkłada protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność, danych znamionowych i oznaczeń przekładnika lub jego badań kontrolnych
- Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz liczniki trój strefowe.
- Układy pomiarowe muszą być zainstalowane w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony.
- Rozwiązania techniczne układów pomiarowych dzielą się na kategorie:
 - kat. B1 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh .
 - kat. B2 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie).
 - kat. B3 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie).
 - kat. B4 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie).
 - kat. B5 – układy pomiarowe dla urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh.
 - kat. C1 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh.
 - kat. C2 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych grup jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości przynajmniej jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii.

- f) Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:
- jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili zużycia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW.
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczanych do kategorii C1.
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili zużycia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzenia ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- g) Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:
- dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych - układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo – kontrolnego.
 - dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo – kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- h) Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa operator systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- i) Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20 – 120 % ich prądu znamionowego. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25% a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego, jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
- j) Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- k) Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 10 . Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 .
- l) Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.
- m) W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt 2.5.1. dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu.
- n) W przypadku zmiany charakteru odbioru, wymagane jest wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- o) Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez strony umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- p) W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze stron umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- q) W przypadku żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego demontuje ten element układu pomiarowego w obecności przedstawiciela drugiej strony umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowy kompleksowej w terminie 7 dni od dnia zgłoszenia żądania.

- r) OSD kieruje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości jego działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- s) Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykáže błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący sprawdzenie ponosi koszty demontażu i sprawdzenia.
- t) OSD przekazuje odbiorcy kopię wyniku sprawdzenia laboratoryjnego niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- u) Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, to 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 zleci dodatkowej ekspertyzy.
- v) Na czas sprawdzania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania wynikające z ustawy – Prawo o miarach oraz wymagania niniejszej IRiESD.
- w) W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. 2.5.1 s), a OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- x) W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca sprawdzenie, pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- y) W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy i wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

2.5.2 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat B.

- a) Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w punkcie 2.5.1 e) powinny spełniać następujące wymagania:
 - konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,

- układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż 4 razy na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- b) Dla układów pomiarowych kategorii B2, o których mowa w punkcie 2.5.1 e) powinny spełniać następujące wymagania:
- konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, układy mogą być zasilane z jednego rdzenia przekładnika,
 - przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej.
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy.
 - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej.
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- c) Dla układów pomiarowych kategorii B3, o których mowa w punkcie 2.5.1 e) powinny spełniać następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej.
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy.
 - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej, powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- d) Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny spełniać następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej.
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy.

- układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- e) Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny spełniać następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej.
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - w przypadku zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zalecany raz na miesiąc)

2.5.3 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat C

- a) Dla układów pomiarowych kategorii C1, wymagania są następujące:
- liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - dla mocy w przedziale od 20 kW do 40 kW wymagane są przekładniki prądowe w układach pomiarowych, które powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
 - w przypadku zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności: realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zalecany raz na miesiąc)
- b) Dla układów pomiarowych kategorii C2, wymagania są następujące:
- przekładniki prądowe w układach pomiarowych, powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy.
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

3. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

3.1 Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych

- 3.1.1 Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących standardów jakościowych.
- 3.1.2 OSD na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów prawa i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając

wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

3.1.3 W zakresie dystrybucji energii elektrycznej OSD w szczególności:

- dokonuje transportu energii elektrycznej wprowadzanej do lub odbieranej z miejsc dostarczania określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- zapewnia długoterminową zdolność systemu dystrybucyjnego do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, poprzez należyty rozwój, rozbudowę, eksploatację, konserwację i remonty infrastruktury sieciowej, w zakresie sieci dystrybucyjnej;
- przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe, niezbędne do prowadzenia procesu rozliczeń pomiędzy OSD i użytkownikami systemu oraz pomiędzy użytkownikami systemu.

3.2 Warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej

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

3.2.2 Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez OSD jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

3.2.3 Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.

3.2.4 W przypadkach, związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, OSD może udostępniać wzory aneksów do tych umów.

3.2.5 Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, umowy kompleksowej lub wzorów aneksów do tych umów odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej OSD.

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

3.2.7 Użytkownicy systemu dystrybucyjnego wnoszą do OSD opłatę za świadczone przez OSD usługi dystrybucji energii elektrycznej.

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

3.2.9 Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną lub usługę kompleksową URD na obszarze działania ERGO ENERGY Sp. z o.o., zawiera z ERGO ENERGY Sp. z o.o. Generalną Umowę Dystrybucji (GUD) lub Generalną Umowę Dystrybucji, której przedmiotem jest świadczenie usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej (tzw. GUD-Kompleksowy).

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

Umowa ta spełnia wymagania określone w art. 5 ust. 2 punkt 2, ust. 2a punkt 3 ustawy Prawo energetyczne oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych,

- b) warunki umożliwiające realizację zawartych przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych dla wszystkich odbiorców z obszaru działania ERGO ENERGY 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 ERGO ENERGY Sp. z o.o.,
- e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej ERGO ENERGY Sp. z o.o., którzy zawarli umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową z tym Sprzedawcą,
- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z URD oraz umów dystrybucji zawartych przez ERGO ENERGY Sp. z o.o. z URD,
- g) zasady realizacji przez ERGO ENERGY Sp. z o.o. pozytywnie zweryfikowanych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z URDo,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z ERGO ENERGY Sp. z o.o. oraz ich dane adresowe,
- i) zasady wstrzymywania i wznowiania przez ERGO ENERGY Sp. z o.o. dostarczania energii do URD,
- j) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowych dotyczących zużycia energii elektrycznej, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- k) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- l) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania ERGO ENERGY Sp. z o.o. o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- m) zasady rozwiązania umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy.

3.3 Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

3.3.1 OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.

3.3.2 W celu realizacji powyższego obowiązku OSD w szczególności:

- opracowuje i udostępnia wzory wniosków i umów oraz IRiESD,
- publikuje na swojej stronie internetowej informacje, których obowiązek publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.

3.3.3 Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- a) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- b) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- c) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
- d) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie: 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, indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- e) informowanie na piśmie, z co najmniej:

- tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- f) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- g) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- h) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie i), które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- i) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
- j) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty, zgodnie z obowiązującymi przepisami i taryfą OSD, za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.
- 3.3.4 Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy.
- 3.3.5 OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- 3.3.6 Informacje ogólne udostępnione są przez OSD w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronie internetowej OSD.
- 3.3.7 Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:
- a) listownie na adres OSD,
 - b) pocztą elektroniczną,
 - c) faksem,
 - d) lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.
- 3.3.8 Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSD.
- 3.3.9 Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej.
- 3.3.10 Reklamacje powinny być dostarczone do OSD, na adres: ERGO ENERGY Sp. z o.o. ul. Reja 13/15, 81-874 Sopot
- 3.3.11 Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:

- a) dane adresowe podmiotu;
 - b) datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
 - c) zgłaszane żądanie;
- 3.3.12 OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- 3.3.13 Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt 3.3.12 w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:
- a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;
 - b) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt 3.3.10.
- 3.3.14 OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.
- 3.3.15 Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSD i podmiot składający reklamację.
- 3.3.16 Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt 3.3.15, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.
- 3.4 Zasady rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej.
- 3.4.1 ERGO ENERGY Sp. z o.o. zawrze w imieniu i na rzecz URD umowę rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwową umowę kompleksową, jeżeli Sprzedawca nie rozpoczął lub zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej z następujących przyczyn:
- 1) trwałej lub przemijającej utraty przez Sprzedawcę lub przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe wskazany przez Sprzedawcę możliwości działania na rynku bilansującym,
 - 2) niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia do realizacji ERGO ENERGY Sp. z o.o. przez Sprzedawcę obowiązującej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URD,
 - 3) z innych przyczyn - z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. 3.4.2.
- Rezerwowa umowa kompleksowa może być zawarta przez ERGO ENERGY Sp. z o.o. dla URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu do 1 kV, którzy mają zawarte umowy kompleksowe.
- 3.4.2 ERGO ENERGY Sp. z o.o. nie zawrze rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:
- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6 ust. 3 i ust. 3a oraz art. 6a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne,
 - 2) zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, z zastrzeżeniem pkt. 3.4.3.
- 3.4.3 W przypadku, o którym mowa w pkt. 3.4.2. pkt. 2, ERGO ENERGY Sp. z o.o. informuje URD o braku zgłoszenia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej

i wzywa URD do przedstawienia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Jeżeli URD nie przedstawi nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, ERGO ENERGY Sp. z o.o. zaprzestaje dostarczania energii do URD. Jeżeli URD przedstawi nową umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową, ERGO ENERGY Sp. z o.o. zawiera rezerwową umowę sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwową umowę kompleksową z mocą od dnia zakończenia dotychczasowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, a przyjęcie do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej następuje zgodnie z zasadami zawartymi w IRiESD.

- 3.4.4 Warunkiem zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej przez ERGO ENERGY Sp. z o.o. jest wskazanie przez URD w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z ERGO ENERGY Sp. z o.o. lub udzielenie ERGO ENERGY Sp. z o.o. przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze Sprzedawcą pisemnego pełnomocnictwa, w którym URD wskaże wybranego przez siebie z wykazu, sprzedawcę rezerwowego. Sprzedawca zobowiązany jest do przekazania ERGO ENERGY Sp. z o.o. tego pełnomocnictwa w formie elektronicznej (skan) wraz ze zgłoszeniem umowy kompleksowej do realizacji. Jednocześnie Sprzedawca zobowiązany jest do przekazania ERGO ENERGY Sp. z o.o. oryginału powyższego upoważnienia, na każde żądanie ERGO ENERGY Sp. z o.o. najpóźniej w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia otrzymania żądania.
- 3.4.5 Jeżeli ERGO ENERGY Sp. z o.o. stwierdzi, że zaistniała którakolwiek z przyczyn wskazanych w pkt. 3.4.1., a URD:
- 1) nie udzieli pełnomocnictwa w sposób określony w pkt. 3.4.4., albo
 - 2) nie wskaże sprzedawcy rezerwowego w sposób określony w pkt. 3.4.4., albo
 - 3) wybrany sprzedawca rezerwowego nie zawrze lub nie będzie mógł zrealizować rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej,
- ERGO ENERGY Sp. z o.o. zawrze w imieniu URD rezerwową umowę sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą wykonującym na jego obszarze zadania sprzedawcy z urzędu na podstawie upoważnienia zawartego w treści umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej. Sprzedawca na żądanie ERGO ENERGY Sp. z o.o. przekaże mu wyciąg z umowy kompleksowej z takim upoważnieniem nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.
- 3.4.6 W razie zaistnienia podstaw do rozpoczęcia przez Sprzedawcę rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej na rzecz URD ERGO ENERGY Sp. z o.o. w terminie 5 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przyczyn wymienionych w pkt. A.7.1. złoży Sprzedawcy w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu oferty rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej.
- 3.4.7 W terminie 10 dni kalendarzowych od złożenia Sprzedawcy przez ERGO ENERGY Sp. z o.o. oświadczenia, o którym mowa w pkt. 3.4.6., ERGO ENERGY Sp. z o.o. zawiadomi na piśmie URD o przyczynach zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, maksymalnym okresie obowiązywania umowy i prawie URD do wypowiedzenia umowy oraz o miejscu opublikowania przez Sprzedawcę rezerwowego innych warunków rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny.
- 3.4.8 Rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa wchodzi w życie od dnia zaistnienia przesłanki jej zawarcia.
- 3.4.9 Z zastrzeżeniem pkt. 3.4.10. i 3.4.12., rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa ulega rozwiązaniu z chwilą:
- 1) ustania przyczyny jej zawarcia,

- 2) z dniem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej na podstawie nowej umowy kompleksowej, zawartej przez URD z innym sprzedawcą podstawowym, jednak nie później niż po upływie dwóch miesięcy od dnia, w którym weszła w życie, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego.
- 3.4.10 Jeżeli rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa została zawarta z przyczyny opisanej w pkt. 3.4.1. lit. 1), ulega ona rozwiązaniu z chwilą ustania takiej przyczyny, o ile Sprzedawca lub wskazany przez niego POB ponownie zaczął działać na rynku bilansującym przed upływem 21 dni kalendarzowych od dnia zaprzestania działania na tym rynku.
- 3.4.11 ERGO ENERGY Sp. z o.o. niezwłocznie, nie później niż w ciągu 1 dnia roboczego od ustania przyczyny zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej informuje o tym fakcie Sprzedawcę rezerwowego.
- 3.4.12 Rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa może zostać w każdym czasie wypowiedziana w formie pisemnej przez URD z zachowaniem 14-dniowego okresu wypowiedzenia. Sprzedawca jest zobowiązany do powiadomienia ERGO ENERGY Sp. z o.o. o wypowiedzeniu rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 2 dni roboczych od otrzymania wypowiedzenia.
- 3.4.13 Sprzedawca będzie każdorazowo informował ERGO ENERGY Sp. z o.o. o zaprzestaniu obowiązywania rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej z URD, a ERGO ENERGY Sp. z o.o. udostępni Sprzedawcy odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej.

4. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY

4.1 Wymagania ogólne

- 4.1.1 Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej dotyczy odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego. Procedura dotyczy również przypadku rozdzielenia przez odbiorcę umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, na oddzielną: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji.
- 4.1.2 Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSD jest umowa dystrybucji zawarta przez odbiorcę z OSD. Umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy odbiorcą a OSD oraz określa warunki sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym jako sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.
- 4.1.3 Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub dokonać rozdzielenia umowy kompleksowej, muszą spełniać postanowienia określone w pkt. 2.4. niniejszej IRIESD. Podmiot zainteresowany zmianą sprzedawcy zawiera z OSD umowę o świadczenie usług dystrybucji przed rozwiązaniem umowy kompleksowej. Umowa dystrybucji między odbiorcą i OSD powinna zostać zawarta przed zgłoszeniem do OSD przez nowego sprzedawcę powiadomienia, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.
- 4.1.4 Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSD 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.
- 4.1.5 Dla odbiorców przyłączonych do sieci OSD na niskim napięciu, OSD może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy 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 OSD posiada odczytane wskazania.

- 4.1.6 Zmiana sprzedawcy tj. wejście w życie nowej umowy sprzedaży zawartej pomiędzy odbiorcą a sprzedawcą, dokonywana jest w pierwszym dniu miesiąca kalendarzowego następującego po miesiącu, w którym OSD otrzymał powiadomienie zawarcia umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą i dokonał pozytywnej weryfikacji tego powiadomienia, z uwzględnieniem zapisów obowiązującej umowy dystrybucji.
- 4.1.7 Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów o świadczenie usług dystrybucji, przy czym:
- proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w przypadku odbiorcy, którego urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe spełniają wymagania określone przepisami, mający zawartą odrębną umowę o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej oraz dla których możliwy jest zdalny odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych powinien trwać nie dłużej niż 14 dni od dnia otrzymania przez OSD powiadomienia o którym mowa w p.4.2.5.
 - proces zmiany sprzedawcy w przypadku odbiorcy, którego urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie spełniają wymagań i nie mają odrębnej umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej powinien trwać nie dłużej niż 21 od dnia otrzymania przez OSD powiadomienia o którym mowa w p.4.2.5.

4.2 Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę

- 4.2.1 Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, zawartej pomiędzy OSD a odbiorcą oraz spełnienie wymagań określonych w pkt. 4.1.
- 4.2.2 Odbiorca dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej.
- 4.2.3 Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży/umowę kompleksową lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- 4.2.4 Nowy sprzedawca w imieniu własnym i odbiorcy, powiadamia OSD oraz dotychczasowego sprzedawcę, o fakcie zawarcia umowy sprzedaży z odbiorcą. W powiadomieniu sprzedawca może określić dzień rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy, w przypadku gdy dzień ten przypada później niż 21 dni od daty powiadomienia.
- 4.2.5 OSD w terminie do 5 dni roboczych od dnia przyjęcia powiadomienia, dokonuje jego weryfikacji a następnie informuje nowego sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji.
- 4.2.6 Jeżeli powiadomienie o którym mowa w pkt 4.2.4 zawiera braki formalne OSD informuje o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia.
- 4.2.7 Jeżeli braki formalne o których mowa w pkt 4.2.6 nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, OSD dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia o którym mowa w pkt 4.2.4 informując o tym podmiot który przedłożył powiadomienie oraz dotychczasowego sprzedawcę.
- 4.2.8 Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie trzech tygodni od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt 4.2.4 z zastrzeżeniem punktów 4.2.6 i 4.2.7 chyba że w powiadomieniu określony został termin późniejszy.
- 4.2.9 OSD przekazuje do odbiorcy informację o przyjętej do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.

5. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII

5.1 Zasady ogólne

- 5.1.1 Powiadomienia OSD o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej dokonują:
- odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego korzystający z prawa wyboru sprzedawcy,
 - sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z odbiorcą.
- 5.1.2 Sprzedawca jako jedna ze stron umowy sprzedaży, zgłasza do OSD w formie powiadomienia, w imieniu własnym i odbiorcy, informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej.
- 5.1.3 Powiadomienie, o którym mowa powyżej jest dokonywane na formularzu określonym przez OSD, zawierającym co najmniej:
- oznaczenie stron umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,
 - informację o adresie obiektu, którego zgłoszenie dotyczy,
 - informację o okresie obowiązywania umowy,
 - informację o dacie rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,
 - informację o planowanej ilości energii objętej umową w podziale na okresy określone przez OSD.

Wzór formularza dostępny jest na stronie internetowej OSD.

- 5.1.4 Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do informowania OSD o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu zgłoszenia zmiany sprzedawcy. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. 5.1.2 na formularzu określonym przez OSD z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem.

5.2 Weryfikacja powiadomień

- 5.2.1 OSD dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności w zakresie określonym w pkt. 5.1.3, w terminie nie przekraczającym 5 dni kalendarzowych od daty otrzymania powiadomień od obu stron umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- 5.2.2 W przypadku pozytywnej weryfikacji, o której mowa w pkt 5.2.1, OSD przystępuje do konfiguracji obiektów rynku detalicznego wykorzystywanych w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- 5.2.3 Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:
- braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
 - brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD a sprzedawcą; lub
 - brak umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSD, a wskazanym przez sprzedawcę odbiorcą
- OSD informuje w terminie określonym w pkt 5.2.1. strony umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomienia.

6. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

- 6.1 OSD pełni funkcję Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze swojej sieci dystrybucyjnej. OSD może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.
- 6.2 Administrowanie przez OSD danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym oraz Rynku Detalicznym i obejmuje następujące zadania:
- eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,

- b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania OSD,
- c) wyznaczenie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
- d) agregacja ilości dostarczanej energii elektrycznej w poszczególnych wirtualnych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej,
- e) udostępnianie POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- f) udostępnianie OSP za pośrednictwem OSDp danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- g) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. e), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

Przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych do OSP, o którym mowa w ppkt f) powyżej odbywa się na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub umowie zawartej z OSDp.

- 6.3 OSD pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rozliczeniowe oraz rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).
- 6.4 OSD wyznacza godzinowe ilości energii rozliczeniowe i rzeczywiste, o której mowa w pkt 6.2 c) i pkt 6.2 d) w podziale na ilość energii pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.
- 6.5 OSD wyznacza ilości energii rozliczeniowe i rzeczywiste wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:
 - a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych, lub
 - b) danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych; lub
 - c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych; lub
 - d) standardowych profili zużycia (o których mowa w pkt 15), ilości energii rzeczywistej wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- 6.6 Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- 6.7 W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt.C.1.6., ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby na podstawie:
 - a) współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie); lub
 - b) ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- 6.8 W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSD w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.
- 6.9 Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez OSD dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji poprzez systemy wymiany informacji OSD lub w inny alternatywny sposób, na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.
- 6.10 Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, OSD wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe dla:

- OSP na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub w umowie zawartej z OSDp,
- POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URDW,
- sprzedawców jako zagregowane MDD.

6.11 Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, OSD udostępnia następujące dane pomiarowe:

a) Sprzedawcom:

- zużyciu odbiorców w okresie rozliczeniowym umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do szóstego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych, Sposób przekazywania danych określa GUD, zawarta pomiędzy Sprzedawcą i OSD,

b) URD:

- zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,

Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1kWh.

6.12 OSD udostępnia Sprzedawcy dane pomiarowe o których mowa powyżej oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez OSD) tych URD (dla PDE), którzy wyrażą na to zgodę w umowach o świadczenie usług dystrybucji zawartych z OSD lub w przekazanym przez Sprzedawcę zgłoszeniu umowy sprzedaży. Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD.

6.13 Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

- pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
- korekty danych składowych,
- rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

i zgłaszane są do OSP na zasadach określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub w umowie zawartej z OSDp.

6.14 URD, Sprzedawcy oraz POB mają prawo wystąpić do OSD z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach ogólnych określonych w IRIESD w części dotyczącej standardów jakościowych obsługi odbiorców i zawartych umowach GUD.

7. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ORAZ ZASADY I STANDARDY TECHNICZNE EKSPLOATACJI

7.1 Przepisy ogólne

7.1.1 Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej muszą spełniać warunki uzyskiwania legalizacji, 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.

7.1.2 Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej obejmują zagadnienia związane z:

- przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
- prowadzeniem prac eksploatacyjnych,
- przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,

- dokonywaniem uzgodnień z dostawcą energii elektrycznej OEC przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- 7.1.3 Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji.
- 7.1.4 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.
- 7.1.5 Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz operatorem systemu dystrybucyjnego, uzgodnienie innych niż określone w IRIESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- 7.1.6 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 Instrukcji stanowiskowej.
- 7.1.7 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa. OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- 7.2 Przyjmowanie urządzeń, instalacji do eksploatacji
- 7.2.1 Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełniania przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków zawartych w punktach 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3, 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 wymagane dokumentacje prawne i techniczne
- 7.2.2 Urządzenia określone przez operatora systemu dystrybucyjnego 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.
- 7.2.3 Specjalne procedury o których mowa w p. 6.2.2 są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, operatorem systemu dystrybucyjnego i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- 7.2.4 Właściciel urządzeń w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRIESD.
- 7.3 Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji
- 7.3.1 Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- 7.3.2 Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z operatorem systemu dystrybucyjnego.
- 7.4 Uzgodnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego
- 7.4.1 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.

- 7.4.2 W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego reguluje umowa.
- 7.4.3 Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje niezbędnych uzgodnień z ENERGA Operator SA w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynacji z w/w operatorem., zgodnie z Instrukcją Współpracy Ruchowej między ERGO ENERGY Sp. z o.o. i ENERGA Operator SA.
- 7.5 Dokumentacja techniczna i prawna
- 7.5.1 Właściciel obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następujące dokumentacje:
- dla obiektu elektroenergetycznego dokumentację techniczną i prawną,
 - dla urządzeń — dokumentację techniczną.
- 7.5.2 Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje:
- dokumentację powykonawczą,
 - w zależności od potrzeb, protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego, zagrożenia wybuchem,
 - dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
 - dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
 - dokumentację eksploatacyjną i ruchową.
- 7.5.3 Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób i pomiarów,
 - instrukcje eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
 - dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
 - protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych w trakcie eksploatacji prób i pomiarów,
 - wykaz niezbędnych części zamiennych,
 - dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
 - schemat elektryczny obiektu,
 - wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
 - wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych,
 - karty przełączeń, ewidencje założonych uziemień,
 - programy łączeniowe.
- 7.5.4 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.:
- ogólną charakterystykę urządzenia,
 - niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
 - określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
 - wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
 - zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
 - 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.

7.5.5 Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

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

7.6 Rezerwa urządzeń i części zapasowych

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

7.6.2 W przypadku powierzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń, zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

7.7 Wymiana informacji eksploatacyjnych

7.7.1 Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy mogą uzyskać informacje eksploatacyjne sieci dystrybucyjnej w zakresie ograniczonym bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

7.7.2 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.

7.7.3 Informacje eksploatacyjne, o których mowa w p. 6.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową, organizację prac eksploatacyjnych.

7.7.4 Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń,

7.7.5 Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej rozstrzyga operator systemu dystrybucyjnego.

7.7.6 Operator systemu dystrybucyjnego sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.

7.8 Ochrona środowiska naturalnego

7.8.1 Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami

7.8.2 Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne wpływające na ograniczenie zagrożenia środowiska naturalnego wywołanego pracą, urządzeń elektrycznych.

- 7.8.3 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.
- 7.8.4 Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeżeli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.
- 7.9 Ochrona przeciwpożarowa
- 7.9.1 Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami
- 7.9.2 W uzasadnionych przypadkach właściciel zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.
- 7.10 Planowanie prac eksploatacyjnych
- 7.10.1 Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:
- ogłędziny, przeglądy oraz pomiary i prace eksploatacyjne,
 - konserwacje i remonty,
 - prace planowane przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, o ile mogą one mieć wpływ na jej pracę.
- 7.10.2 Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych operator systemu dystrybucyjnego 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.
- 7.10.3 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- 7.10.4 Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ustalonego przez operatora systemu dystrybucyjnego w rozdziale 7.5.
- 7.10.5 Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego zgłoszenia wyłączenia elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale 7.5.
- 7.11 Warunki bezpiecznego wykonywania prac
- 7.11.1 Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- 7.11.2 Osoby zatrudnione przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinny posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkolone na zajmowanych stanowiskach.
- 7.12 Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej
- 7.12.1 Oględziny linii kablowych przeprowadza się nie rzadziej niż raz na 5 lat, dla kabli o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.
- 7.12.2 Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych SN sprawdza się 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,

- e) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
 - f) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
 - g) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych i sprzętu pożarniczego,
 - h) 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.
- 7.12.3 Oględziny linii kablowych o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów.
- 7.12.4 Oględziny stacji przeprowadza się w terminach:
- a) stacje SN/nN wyposażone w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN — w skróconym zakresie nie rzadziej niż raz na kwartał, w pełnym zakresie nie rzadziej niż na pół roku.
 - b) stacje wewnętrzne SN/nN — w pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na 2 lata.
- 7.12.5 Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia, sprawdza się w szczególności:
- a) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
 - b) stan i gotowości potrzeb własnych prądu przemiennego,
 - c) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
 - d) zgodność położenia przełączników automatyki z układem pracy stacji,
 - e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
 - f) stan techniczny transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów, baterii kondensatorów i ograniczników przepięć,
 - g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
 - h) działanie rejestratorów zakłóceń,
 - i) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
 - j) stan zewnętrzny izolatorów i głowie kablowych,
 - k) poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
 - l) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych,
 - m) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji.
- 7.13 Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej
- 7.13.1 Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.
- 7.13.2 Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w p. 6.12.2,
 - b) pomiary i prace eksploatacyjne,
 - c) konserwacje i naprawy.
- 7.13.3 Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w p. 6.12.5,
 - b) pomiary i próby eksploatacyjne,
 - c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
 - d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
 - e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,

- f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
- g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
- h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
- i) konserwacje i naprawy.

7.14 Ocena stanu technicznego sieci dystrybucyjnej

- 7.14.1 Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- 7.14.2 Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
 - a) wyniki oględzin, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
 - b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci, o których mowa w p.6.5,
 - c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
 - d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
 - e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
 - f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów konserwacyjnych napraw i remontów,
 - g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
 - h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
 - i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

7.15 Remonty sieci dystrybucyjnej

Remonty urządzeń, instalacji i sieci przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.

7.16 Oględziny, przeglądy, ocena stanu technicznego i remonty instalacji

- 7.16.1 Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji.
- 7.16.2 Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, sprawdzając w szczególności:
 - a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
 - b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
 - c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
 - d) stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
 - e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
 - f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.
- 7.16.3 Przegląd instalacji obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym p. 6.16.2,
 - b) pomiary i próby eksploatacyjne,
 - c) sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej,
 - d) konserwacje i naprawy.

8. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

8.1 Obowiązki Operatora Systemu Dystrybucyjnego

- 8.1.1 W zakresie prowadzenia ruchu operator systemu dystrybucyjnego na obszarze kierowanej przez niego sieci dystrybucyjnej:
- planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - prowadzi działania sterownicze,
 - opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji, utrzymywanie rezerw mocy i świadczenie regulacyjnych usług systemowych,
 - zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej, m.in. w zakresie wynikającym z umowy zawartej z OSD ENERGA Operator SA,
 - wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe.
- 8.1.2 Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych i trzyletnich.
- 8.1.3 Operator systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za którą odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyki oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu dystrybucyjnego OSD ENERGA Operator SA.

8.2 Struktura i podział kompetencji służb utrzymania ruchu Operatora Systemu Dystrybucyjnego

- 8.2.1 Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale 7.1, operator systemu dystrybucyjnego organizuje służby utrzymania ruchu i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- 8.2.2 Organem koordynującym prace służb utrzymania ruchu, o których mowa w pkt. 7.2.1 jest właściwy operator systemu dystrybucyjnego.
- 8.2.3 Służby utrzymania ruchu operatora systemu dystrybucyjnego działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów.
- 8.2.4 Operator systemu dystrybucyjnego przy pomocy służb utrzymania ruchu, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- pracą sieci dystrybucyjnej,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
 - czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji
- 8.2.5 Służby utrzymania ruchu o których mowa w pkt. 7.2.1., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:
- śledzeniu pracy urządzeń,
 - dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
 - rejestracji stanów pracy urządzeń,
 - prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- 8.2.6 Służby utrzymania ruchu operatora systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, sprawują operacyjny nadzór nad:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,

- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- 8.2.7 Służby utrzymania ruchu o których mowa w pkt.7.2.6. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:
- bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- 8.2.8 Operator systemu dystrybucyjnego może zawierać umowy regulujące zasady współpracy własnych służb utrzymania ruchu ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- 8.2.9 Przedmiotem umowy, o której mowa w pkt.7.2.8 jest w zależności od potrzeb:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
 - organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej szczególnie ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w rozdziale 7.1,
 - określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - zakres i tryb obiegu informacji,
 - określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.
- 8.3 Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną
- 8.3.1 Operator systemu dystrybucyjnego sporządza prognozy zapotrzebowania na moc energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.
- 8.3.2 Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez operatora systemu dystrybucyjnego uwzględniają prognozy przygotowane przez odbiorców końcowych.
- 8.4 Programy pracy sieci dystrybucyjnej
- 8.4.1 Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.
- 8.4.2 Operator systemu dystrybucyjnego określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- 8.4.3 Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb, powinien obejmować:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,
 - rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - dopuszczalne obciążenia,
 - warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - charakterystykę odbioru,
 - harmonogram pracy transformatorów.
- 8.4.4 Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.
- 8.5 Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej

- 8.5.1 Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- 8.5.2 Podmioty zgłaszają operatorowi systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia.
- 8.5.3 Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,
 - operatywną gotowość,
 - typ wyłączenia (np.: trwale, codzienne),
 - opis wykonywanych prac,
 - w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- 8.5.4 Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego wyłączenie o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawia celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo zażądać od podmiotu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych. Harmonogramy te dostarczane są do operatora systemu dystrybucyjnego w terminie co najmniej 14 dni przed planowanym wyłączeniem.
- 8.5.5 Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni roboczych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.
- 8.6 Programy łączeniowe
- 8.6.1 Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego, określają przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe.
- 8.6.2 Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- 8.6.3 Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyki w poszczególnych fazach programu,
 - schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- 8.6.4 Propozycje programów łączeniowych należy przekazywać do zatwierdzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego w terminie min. 15 dni przed planowaną datą realizacji programu.
- 8.6.5 Operator systemu dystrybucyjnego może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji.
- 8.6.6 Operator systemu dystrybucyjnego 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 pkt.7.6.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSD uwag.
- 8.6.7 Terminy wymienione w punktach 7.6.4., 7.6.5. i 7.6.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

9. WSPÓŁPRACA OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ MIĘDZY OPERATOREM A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- 9.1 Współpraca Operatora Systemu Dystrybucyjnego ERGO ENERGY Sp. z o.o. a Operatorem Systemu Dystrybucyjnego ENERGA Operator SA i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami
- 9.1.1 Operator Systemu Dystrybucyjnego ERGO ENERGY Sp. z o.o. współpracuje z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego ENERGA Operator SA, który jest dostawcą usług dystrybucji dla ERGO ENERGY Sp. z o.o.
- 9.1.2 Zasady i zakres współpracy ERGO ENERGY Sp. z o.o. z OSD ENERGA Operator SA określa oprócz IRiESD ERGO ENERGY Sp. z o.o., również IRiESD ENERGA Operator SA.
- 9.1.3 Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy w/w operatorami określone są w rozdziałach 7 i 8 niniejszej Instrukcji oraz w Instrukcji współpracy personelu ruchowego w zakresie rozdzielni 15 kV między ERGO ENERGY Sp. z o.o. a ENERGA Operator SA.
- 9.2 Przekazywanie informacji pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a użytkownikami systemu.
- 9.2.1 Operator Systemu Dystrybucyjnego udziela informacji użytkownikom systemu oraz potencjalnym użytkownikom w zakresie przyłączania do sieci oraz świadczonych usług dystrybucyjnych.
- 9.2.2 Informacje ogólne udostępnione są przez OSD w siedzibie operatora.
- 9.2.3 Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone w formie pisemnej następującymi drogami:
- pisemnie na adres ERGO ENERGY Sp. z o.o.
 - pocztą elektroniczną
 - faksem
 - telefonicznie.
- 9.2.4 Odpowiedzi na zapytania złożone pisemnie przez odbiorcę, udziela się w terminie 14 dni licząc od daty wpłynięcia pisma do OSD dystrybucyjnego i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej

10. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- 10.1 Dane przekazywane od operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej
- 10.1.1 Dane przekazywane do operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:
- dane opisujące stan istniejący,
 - dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego,
 - dane pomiarowe
- 10.1.2 Dane opisujące stan istniejący Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:
- dane o stacjach, rozdzielniach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planarni, transformatorach,
 - dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- 10.1.3 Dane o stacjach i rozdzielniach obejmują w szczególności:
- rodzaj i schemat stacji lub rozdzielni,
 - rodzaj pól i ich wyposażenie,

- c) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych
- d) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- e) moc bierną kompensującą. (kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-“)
- f) układ normalny pracy.

10.1.4 Dane o transformatorach obejmujące w szczególności:

- a) nazwę stacji, w której jest zainstalowany transformator,
- b) dane znamionowe,
- c) model zwarciovowy.

10.1.5 Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.

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

- a) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- b) inne dane w zakresie uzgodnionym przez operatora systemu

10.2 Informacje udostępniane przez OSD

10.2.1 Wymiana informacji pomiędzy OSD a użytkownikami systemu może się odbywać:

- a) telefonicznie,
- b) drogą elektroniczną,
- c) faksem,
- d) listownie,
- e) poprzez publikację na stronie internetowej,
- f) poprzez udostępnienie do publicznego wglądu w siedzibie OSD.

10.2.2 Strona internetowa OSD jest dostępna pod adresem: www.ergoenergy.pl

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

- a) IRiESD;
- b) taryfę OSD

10.2.4 W zakresie przyłączania do sieci OSD sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, oraz linii bezpośrednich, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

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

10.2.5 W ramach świadczonych przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

- a) wzór wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
- b) wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
- c) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;

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

10.2.7 Informacje, o których mowa w pkt 9.2.6 mogą być wykorzystywane przez OSD jedynie w celu realizacji jego obowiązków wynikających z zawartej z danym użytkownikiem systemu umowy, jak również w celu realizacji zadań OSD określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne,

przepisami aktów wykonawczych i IRiESD w sposób wyłączający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia interesów użytkownika systemu.

- 10.2.8 Obowiązek zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt 9.2.6 trwa także po zakończeniu okresu obowiązywania zawartej przez OSD z tym użytkownikiem systemu umowy, nie dłużej jednak niż 5 lat od jej wygaśnięcia lub rozwiązania.
- 10.2.9 Postanowienia o poufności zawarte powyżej, nie będą stanowiły przeszkody dla OSD w ujawnianiu informacji konsultantom i podwykonawcom działającym w imieniu i na rzecz OSD przy wykonywaniu zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD, z zastrzeżeniem zachowania wymogów określonych w pkt 9.2.10 oraz w ujawnianiu informacji, która należy do informacji powszechnie znanych lub informacji, których ujawnienie jest wymagane na podstawie obowiązujących przepisów prawa, w tym przepisów dotyczących obowiązków informacyjnych spółek publicznych, lub na ujawnienie których użytkownik systemu wyraził zgodę na piśmie. OSD jest również uprawniony do ujawnienia informacji działając w celu zastosowania się do postanowień IRiESD, wymagań organu regulacyjnego, w związku z toczącym się postępowaniem sądowym lub postępowaniem przed organem regulacyjnym.
- 10.2.10 OSD zapewnia, że wszystkie podmioty, które w jego imieniu i na jego rzecz będą uczestniczyły w realizacji zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD zostaną przez OSD zobowiązane do zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt 9.2.6, na warunkach określonych w pkt 9.2.6-9.
- 10.2.11 Postanowienia pkt 9.2.6–10. obowiązują odpowiednio użytkowników systemu w zakresie ochrony przez nich i ich konsultantów oraz podwykonawców, informacji otrzymanych od OSD, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z OSD.

11. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

- 11.1 OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju”).
- 11.2 Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.
- 11.3 OSD sporządza plan rozwoju na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz sporządza prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat.
- 11.4 W ramach opracowywania planu rozwoju, OSD współpracuje w szczególności z odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD.
- 11.5 Sprawozdanie z realizacji planu rozwoju przedkładane jest Prezesowi URE corocznie do dnia 1 marca.
- 11.6 Zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSD w ramach procesu planowania rozwoju określa pkt 9 niniejszej IRiESD.
- 11.7 OSD publikuje na swojej stronie internetowej informacje na temat planów rozwoju.
- 11.8 OSD udostępnia podmiotom przyłączonym do sieci informacje niezbędne do określenia możliwości zmian wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych lub zmian poboru mocy z sieci dystrybucyjnej w miejscu przyłączenia.

12. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

12.1 Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej

- 12.1.1 Operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.

- 12.1.2 Operator systemu dystrybucyjnego dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy, w zakresie wynikającym z umowy zawieranej z operatorem systemu dystrybucyjnego OEC.
- 12.2 Zasady postępowania przy wystąpieniu zagrożenia ciągłości dostaw lub wystąpieniu awarii
- 12.2.1 Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- tryb normalny,
 - tryb awaryjny.
- 12.2.2 Zagadnienia związane z wprowadzaniem ograniczeń w dostawie energii elektrycznej wg trybu normalnego są regulowane w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne oraz w niniejszym rozdziale, natomiast z wprowadzaniem ograniczeń w dostawie energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są regulowane w niniejszym rozdziale.
- 12.2.3 Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane wg trybu normalnego po wyczerpaniu przez operatora systemu dystrybucyjnego, we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego — przy dołożeniu należytej staranności.
- 12.2.4 Zgodnie z delegacją zawartą w ustawie Prawo energetyczne Rada Ministrów w drodze rozporządzenia może wprowadzić na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na czas określony, na terytorium kraju lub jego części, w przypadku możliwości wystąpienia:
- zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo - energetycznym,
 - zagrożenia bezpieczeństwa osób,
 - zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych.
- 12.2.5 Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą, dotyczyć odbiorców objętych ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW.
- 12.2.6 Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje działania niezbędne dla zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.
- 12.2.7 W ramach działań, o których mowa w pkt 11.2.6, operator systemu dystrybucyjnego opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne,
- 12.2.8 Ograniczenia wprowadzane zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej określa się w stopniach zasilania od 11 do 20.
- 12.2.9 Operator systemu dystrybucyjnego realizuje w obszarze swojej sieci ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wynikające z decyzji Rady Ministrów.
- 12.2.10 Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- poleczone stopnie zasilania,
 - wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania,
 - informacje dotyczące poboru mocy odbiorcy przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego.
- 12.2.11 Operator systemu dystrybucyjnego powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o przyjętym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o jego corocznych aktualizacjach. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:

- a) wystąpienie operatora systemu dystrybucyjnego do odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, z wnioskiem o określenie
 - b) wielkości mocy bezpiecznej w przypadku wprowadzania ograniczeń,
 - c) ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - d) uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z OSD ENERGA Operator SA,
 - e) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- 12.2.12 Powiadomienie odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o procedurze wprowadzania ograniczeń wg trybu normalnego, o którym mowa w pkt.11.2.1.a), obejmuje następujące informacje:
- a) sposób powiadomienia odbiorcy o wprowadzaniu ograniczeń,
 - b) osoby uprawnione do przekazania poleceń, wielkości dopuszczalnego poboru mocy w poszczególnych okresach i na poszczególnych stopniach zasilania.
- 12.2.13 W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania. Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują czasie określonym w tych komunikatach.
- 12.2.14 Zasady i warunki wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są określone przez operatora systemu przesyłowego.
- 12.2.15 Wyłączenia awaryjne odbiorców realizuje się na polecenie operatora systemu przesyłowego. Wyłączenia awaryjne mogą być wprowadzone na polecenie OSD w przypadku zagrożenia życia i mienia ludzi lub możliwości wystąpienia awarii sieciowej..
- 12.2.16 Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane w czasie do 1 godziny od wydania polecenia, poprzez wyłączenie linii i stacji SN. Przyjmuje się dziewięciostopniową skalę wyłączeń awaryjnych od A1 do A9. Stopnie A1-A9 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy. Wyłączenie awaryjne w skali A9 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15 %.
- 12.2.17 Operator systemu dystrybucyjnego nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne.

12A. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

12A.1 Zasady nadawania certyfikatów ORed.

- 12A.1.1 ORed wykorzystywany do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed, uzyskany na zasadach określonych w niniejszym punkcie. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.
- 12A.1.2 Certyfikowaniu podlega ORed przyłączony do sieci dystrybucyjnej, dla którego przynajmniej jedno PPE przyłączone jest do sieci dystrybucyjnej OSD 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. 12A.1.9 ppkt. 4), 5).
- 12A.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.

- 12A.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 redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana przez OSP o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tego OSDn.
- 12A.1.5 Certyfikat dla ORed jest wydawany przez OSD, jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSD lub wyłącznie do OSD i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD. Certyfikat ORed wydawany przez OSD jest wzorowany na wzorze Certyfikatu ORed, o którym mowa w pkt. 12A.1.7, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do upoważnionego OSD w celu rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD, Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. 12A.1.7, wystawia OSDn, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do OSD, który następnie przekazuje do właściwego OSD, oraz rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W ww. przypadku OSDn przekazuje do OSD również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSD do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. 12A.1.7.), wystawionego przez OSDn.
- 12A.1.6 Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:
- 1) OSD – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE przyłączone w sieci dystrybucyjnej OSD;
 - 2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.
- 12A.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.
- 12A.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. 12A.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 OSD do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSD),
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSD i OSD do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
 - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów

- odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania 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, OSDp, OSD albo OSDn w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt. 12A.1.8. ppkt. 1) – 5), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
 - h) o tym, że Odbiorca w ORed pełni jednocześnie funkcję OSDn dla certyfikowanego ORed (dotyczy jedynie przypadku, gdy OSD 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 wyłącznie do sieci OSD lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSD 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 OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD. Na każde żądanie OSD, Odbiorca w ORed dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczoną przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

12A.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 OSD 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 OSD w trybie dobowym.

12A.1.10 Brak potwierdzenia spełnienia przynajmniej jednego z warunków określonych w pkt. A.9.1.9. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed przez OSD albo OSDn. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku, odpowiednio OSD albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

12A.1.11 W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt. 12A.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. 12A.1.7) do OSD, celem przekazania do upoważnionego OSDp oraz rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Przekazany do OSD 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 OSD 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. 12A.1.5. Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD.

Na każde żądanie OSD, OSDn dostarczy do OSD w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. 12A.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. 12A.1.9.

12A.1.12 Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez URD lub OSDn do OSD. W uzasadnionych przypadkach termin wydania Certyfikatu dla ORed może zostać wydłużony do 30 dni. W przypadku wystawienia Certyfikatu dla ORed przez OSDn, OSDn przekazuje ten certyfikat do OSD celem jego przekazania do upoważnionego OSDp oraz rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania. OSD w terminie do 7 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku od URD lub OSDn przekazuje do OSDp.

12A.1.13 Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. 12A.1.9, OSDp rejestruje Certyfikat dla ORed w dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP systemie informatycznym OSP, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Do czasu udostępnienia OSDp systemu informatycznego OSP dedykowanego usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wydawanie Certyfikatu dla ORed, realizowane będzie z pominięciem tego systemu, zgodnie ze wzorem Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. 12A.1.7, bez nadawania unikalnego numeru certyfikatu i unikalnego identyfikatora ORed. Certyfikatu dla ORed zostanie nadany numer uproszczony, zgodnie z zasadami przyjętymi przez OSDp.

12A.1.14 Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. 12A.1.13;
- 2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 3) dane ORed (nazwa, adres);
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSD, (kody PPE nadaje operator systemu dystrybucyjnego właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie, jakiego odpowiednio OSD 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 OSD o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt. 4).

12A.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 OSD albo 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. 12A.1.14., Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSD albo 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.

12A.1.16 W przypadku, gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności określone w pkt. A.9.1.9., Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot zgłasza powyższe do odpowiednio OSD albo OSDn, do którego złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla danego ORed (OSDn niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do OSD).

12A.1.17 Odpowiednio OSDp upoważniony przez OSD, wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) o którym mowa w pkt. A.9.1.16., tj. gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności,
- 2) gdy odpowiednio OSD albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.9.1.9. ppkt. 2) – 5); OSDn przekazuje decyzję o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do OSD, OSD przekazują decyzję o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie informatycznym dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- 3) zaprzestania świadczenia usług dystrybucji Odbiorcy w ORed.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp w ww. systemie informatycznym OSP. Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i powoduje zaprzestanie przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed przez OSD do OSDp. W przypadku kiedy OSD pozyska od OSDp informację o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, OSD przekazuje informację do OSDn o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed i to oznacza, że OSDn zaprzestaje przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed do OSD.

12A.1.18 Wniosek, o którym mowa w pkt. 12A.1.15, zgłoszenie, o którym mowa w pkt. 12A.1.16 oraz decyzja OSDn, o której mowa w pkt. 12A.1.17 ppkt. 2) składane są na wskazany przez OSD adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSD. OSD przesyła Certyfikat dla ORed do Odbiorcy w ORed przyłączonego wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSD albo do OSDn, który przekazał certyfikat do zarejestrowania albo informację o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Certyfikat albo informacja o wygaszeniu przekazywana jest zwrotnie na adres poczty elektronicznej, z której OSD otrzymał ten wniosek, zgłoszenie albo decyzję OSDn.

12A.2 Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed.

12A.2.1 Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie.

12A.2.2 Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

12A.2.3 Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSDp, po otrzymaniu przez OSD od OSDp lub OSP informacji:

- 1) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- 2) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę. 9

OSDn po otrzymaniu od OSP powyższych informacji, dokonuje (w dobie n+2) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDn przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. 12A.2.7 – 12A.2.9.

OSDn 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. 12A.2.5.

12A.2.4 W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego operatora systemu dystrybucyjnego, OSD przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. 12A.2.3, w zakresie

PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD.

12A.2.5 OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSD, zobowiązany jest do przekazywania do OSD 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. 12A.2.3, w terminie 1 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSD,
- 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n), o którym mowa w pkt. 12A.2.7, w terminie do doby $n+1$,
- 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. 12A.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca $m+1$,
- 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. 12A.2.9, za miesiąc m , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca $m+2$ lub $m+4$.

OSDn przekazuje do OSD godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSD dedykowany serwer FTP. 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 OSD 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.

12A.2.6 OSD przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe zgodnie z umową, o której mowa w pkt. 6.2.

12A.2.7 Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSD do OSDp w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+2$.

12A.2.8 Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m , OSD dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSDp danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSD 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 OSD zgodnie z pkt. 12A.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDn do OSD za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSD inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do OSD o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSD przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSD w trybie podstawowym $m+1$, OSD do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. 12A.2.7.

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

12A.2.9 Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDn do OSD danych pomiarowych na zasadach opisanych w IRiESD OSD.

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, OSD inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do OSD zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDn przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego. Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu

realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRiESP.

12A.2.10 Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

13. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

13.1 Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci

13.1.1 Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

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

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

13.1.3 OSD stosuje parametry jakościowe energii elektrycznej zgodne z parametrami określonymi w obecnie obowiązującym rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

14. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

14.2 Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania dzieli się na:

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

14.3 Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt 3.3.3 IRiESD, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

14.4 Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

- a) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - przerwy planowanej - 16 godzin,
 - przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
- b) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - przerw planowanych - 35 godzin,
 - przerw nieplanowanych - 48 godzin.

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

- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby

odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

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

Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza 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.

15. ZASADY WYZNACZANIA I PRYZDZIELANIA STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- 15.1 Operator Systemu Dystrybucyjnego określa standardowe profile zużycia na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia wytypowanych przez OSD z pośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy umownej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Tabeli 1 niniejszej IRiESD.
- 15.2 Dla Odbiorców którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w pkt. 14.1 OSD przydziela odpowiedni standardowy profil zużycia spośród określonych w Tabeli 1, zgodnie z grupą taryfową do której dany odbiorca jest zakwalifikowany, określoną w umowie dystrybucyjnej.
- 15.3 Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucji zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z OSD.
- 15.4 Sprzedawca, o którym mowa w pkt. 14.3, na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucji profili i planowanej ilości poboru energii elektrycznej, dokonuje zgłoszeń umowy zgodnie z zapisami IRiESP.
- 15.5 W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w p.14.2, odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia o tym fakcie OSD. W takim przypadku OSD dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucji, o której mowa w pkt. 14.3.

Tabela 1 Profile zużycia energii elektrycznej

godzina	G11	G12	C11
1	3,29	4,16	2,58
2	2,85	3,57	2,50
3	2,63	3,32	2,48
4	2,55	3,24	2,45
5	2,58	3,20	2,44
6	2,67	3,19	2,56
7	3,09	3,21	3,07
8	3,68	3,48	4,15
9	4,31	3,71	5,54
10	4,61	3,81	5,72
11	4,68	3,83	6,28
12	4,69	3,83	6,57
13	4,76	4,04	6,24
14	4,68	5,24	6,04

15	4,61	5,60	5,68
16	4,60	4,70	5,46
17	4,75	4,25	4,98
18	4,92	4,27	4,64
19	5,15	4,45	4,10
20	5,43	4,68	3,76
21	5,46	4,82	3,62
22	5,28	5,03	3,43
23	4,75	5,40	3,00
24	3,98	4,97	2,71

16. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

16.1 Oznaczenie skrótów.

FPP	- Fizyczny Punkt Pomiarowy
IRIESD	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRIESD Bilansowanie	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część szczegółowa: bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRIESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (całość)
IRIESP Bilansowanie	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
LSPR	- Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	- Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
FDMB	- Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	- Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	- Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
FMDD	- Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
PMDD	- Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
ORed	- Certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
OSD	- Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSDn	- podmiot prowadzący działalność dystrybucyjną, posiadający koncesję na dystrybucję energii elektrycznej, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	- Operator Systemu Przesyłowego
POB	- Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
URB	- Uczestnik Rynku Bilansującego
URD	- Uczestnik Rynku Detalicznego
URDO	- Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URDW	- Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	- Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	- System wymiany informacji o rynku energii

16.2 Pojęcia i definicje.

Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Fizyczne Miejsce	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest

Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego (FDMB)	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, określone dla lokalizacji objętej obszarem rynku bilansującego, w którym są reprezentowane dostawy realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem rynku bilansującego.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych, w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej w okresach uśredniania nie większych niż obowiązujące w rozliczeniach na RB. Jest to najmniejsza jednostka, dla której może nastąpić bilansowanie dostaw oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Krajowy System Elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem rynku bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a rynkiem bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem rynku bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna wyznaczona w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15 minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Obszar rynku bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia z podmiotami uczestniczącymi w rynku bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca w ORed	Podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed

Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator Systemu Przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator Systemu Dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną.
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 elektrycznej.
Rynek detaliczny	Fragment sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego, w którym realizowane są dostawy/odbory energii elektrycznej dla/od Uczestników Rynku Detalicznego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, 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 pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRIESP-Bilansowanie.
Różnica bilansowa	Ilość energii elektrycznej zużywana przez urządzenia i sieci OSD w procesie dystrybucji energii elektrycznej, ilości nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz potrzeby własne sieciowe OSD.