

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI
DYSTRYBUCYJNEJ**

GET EnTra Sp. z o.o.

CZĘŚĆ OGÓLNA:

Projekt do konsultacji z dnia 13.03.2019

Data wejścia w życie XX.XX.XXXX

Projekt do konsultacji z dnia 13.03.2019

SPIS TREŚCI

1. Postanowienia ogólne	3
2. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej urządzeń odbiorców końcowych oraz linii bezpośrednich	5
2.1 Zasady przyłączania	5
2.2 Zasady wzajemnego przyłączania sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych	7
2.3 Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej	8
2.4 Wymagania techniczne dla urządzeń odbiorców oraz linii bezpośrednich	9
2.5 Dane przekazywane do Operatora Systemu Dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej	10
3. Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci	11
3.1 Zasady i standardy techniczne eksploatacji	11
3.2 Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów	16
4. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	19
4.1 Stan zagrożenia KSE, awaria sieciowa w systemie	19
4.2 Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej	20
4.3 Zasady postępowania przy wystąpieniu zagrożenia ciągłości dostaw lub przy wystąpieniu awarii	20
5. Współpraca Operatora Systemu Dystrybucyjnego z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu	22
6. Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej	23
6.1 Obowiązki Operatora Systemu Dystrybucyjnego	23
6.2 Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich Operatora Systemu Dystrybucyjnego	24
6.3 Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną	25
6.4 Program pracy sieci dystrybucyjnej	25
6.5 Plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	25
6.6 Programy łączeniowe	26
6.7 Dane przekazywane przez podmioty operatorowi systemu dystrybucyjnego	27
6.8 Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi	27
7. Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	27
7.1 Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej	27
7.2 Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej	29
7.3 Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	31
Załącznik nr 1 - Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonania	32
Pojęcia i definicje	44

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

1.1. GET EnTra 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. GET EnTra Sp. z o.o. jako Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRiESD.

1.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności:

- a) wymagania zawarte w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997r., nr 54, poz. 348 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
- b) wymagania zawarte w ustawie Kodeks Pracy (Dz. U. z 1974r., nr 24, poz. 141),
- c) koncesja GET EnTra Sp. z o.o. na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej wydana przez Prezesa URE w dniu 05.03.2019 r.,
- d) wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
- e) wymagania zawarte w ustawie z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2000r. Nr 106, poz. 1126 wraz z późniejszymi zmianami).

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

- a) przyłączania innych sieci dystrybucyjnych, urządzeń oraz odbiorców końcowych,
- b) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- c) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- d) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych,
- e) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- f) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, oraz zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

1.5. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych za których ruch sieciowy jest odpowiedzialna GET EnTra Sp. z o.o., niezależnie od praw własności.

1.6. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- a) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- b) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- c) przedsiębiorstwa obrotu,
- d) sprzedawców,
- e) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej,
- f) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od a) do e)

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- a) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- b) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,

1.7. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, Operator Systemu Dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

- a) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości

- jej dostarczania we współpracy z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych oraz operatorem systemu przesyłowego,
- b) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
 - c) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej,
 - d) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
 - e) bilansowanie 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:
 - nie zbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu,
 - zarządzania 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) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
 - i) współpracę z operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - j) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną,
 - k) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych.

1.8. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych ponoszą odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.

1.9. Operator Systemu Przesyłowego ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.

1.10. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą 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.

1.11. Operator Systemu Dystrybucyjnego udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych. Udostępnienie IRiESD do wglądu jest bezpłatne, natomiast przekazanie egzemplarza IRiESD zainteresowanym podmiotom odbywa się po kosztach jej powielenia.

1.12. W zależności od potrzeb Operator Systemu Dystrybucyjnego przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.

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

1.14. Karta aktualizacji IRiESD powinna zawierać w szczególności:

- a) datę wprowadzenia w życie aktualizacji,
- b) liczbę porządkową kolejnych zmian, wraz z jednoznacznym określeniem miejsca zmiany oraz zmienionym tekstem,

c) podpis osoby zatwierdzającej aktualizację.

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

1.15. 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.

2. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

2.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

2.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego, do którego sieci podmiot ubiega się o przyłączenie.

2.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:

- a) pozyskanie przez podmiot od Operatora Systemu Dystrybucyjnego, wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- b) złożenie przez podmiot u Operatora Systemu Dystrybucyjnego, kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia, zgodnego ze wzorem obowiązującym u danego Operatora Systemu Dystrybucyjnego,
- c) wydanie przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego warunków przyłączenia i projektu umowy o przyłączenie,
- d) zawarcie umowy o przyłączenie,
- e) realizację przyłącza(-y) i niezbędnej rozbudowy sieci,
- f) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza i przyłączanych instalacji,
- g) zawarcie przez podmiot umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej,
- h) przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.

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

2.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa Operator Systemu Dystrybucyjnego.

2.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu.

2.1.6. Do wniosku, o określenie warunków przyłączenia należy załączyć:

- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z obiektu, w którym używane będą przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, a w przypadku nieposiadania tego dokumentu w dniu składania wniosku oświadczenie o jego złożeniu przed podpisaniem umowy o przyłączenie do 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 operatorem, na obszarze którego ma nastąpić przyłączenie.

2.1.7. Warunki przyłączenia w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w p. 2.1.4., zawierają 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) graniczne parametry techniczne przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej w rozumieniu przepisów prawa telekomunikacyjnego dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej;
- h) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- i) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- j) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- k) wartości w miejscu dostarczania energii elektrycznej:
 - prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - prądu zwarcia doziemnego;
- l) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- m) wymagania w zakresie:
 - dostosowania przyłączanych 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.
- n) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych
- o) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu

2.1.8. Operator Systemu Dystrybucyjnego określa warunki przyłączenia w następujących terminach:

- a) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej,
- b) 150 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III grupy przyłączeniowej.

2.1.9. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich określenia, chyba że umowa o przyłączenie przedłuży ten okres.

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 wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w p.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:

- a) strony umowy,
- b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
- c) termin realizacji przyłączenia,
- d) wysokość opłaty za przyłączenie, obliczoną zgodnie z taryfą obowiązującą w dniu podpisania umowy oraz sposób jej regulowania,
- e) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia oraz tryb przyłączania do sieci,

- f) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymania wymagań określonych w warunkach przyłączenia,
- g) terminy przeprowadzania prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłącza i przyłączanych instalacji,
- h) miejsce rozgraniczenia własności sieci i instalacji między przedsiębiorstwem zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej a przyłączanym podmiotem,
- i) planowane ilości energii elektrycznej pobieranej albo dostarczanej oraz przewidywany termin zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy przesyłowej,
- j) warunki udostępnienia przez przyłączany podmiot nieruchomości w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
- k) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia,
- l) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, w tym za opóźnienie terminu realizacji przyłączenia,
- m) moc przyłączeniową,
- n) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,

2.1.15. Operator Systemu Dystrybucyjnego 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. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej 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.

2.1.17. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują temu operatorowi dane określone w rozdziale 2.5.

2.2. ZASADY WZAJEMNEGO PRZYŁĄCZANIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

2.2.1. Zasady wzajemnego przyłączania sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych są regulowane umowami i uzgadniane pomiędzy stronami.

2.2.2. Umowa, o której mowa w p. 2.2.1, w zakresie przyłączania sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych powinna określać w szczególności:

- a) strony zawierające umowę,
- b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
- c) termin realizacji przyłączenia,
- d) wysokość opłaty za przyłączenie i zasady rozliczeń,
- e) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,
- f) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- g) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- h) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony,
- i) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłączenia,
- j) miejsce rozgraniczenia praw własności przyłączanych sieci,
- k) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do koordynacji prac wynikających z umowy,
- l) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- m) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

2.2.3. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- a) moc przyłączeniową,
- b) miejsca przyłączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,
- c) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- d) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- e) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączenia w punktach przyłączenia sieci u obydwu operatorów,
- f) miejsce zainstalowania i warunki współpracy automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
- g) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
- h) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
- i) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

2.2.4. Informacje, o których mowa w p.2.2.3., dotyczą w szczególności wpływu przyłączania nowych podmiotów do sieci lub zmiany warunków przyłączenia na pracę sieci innych operatorów. Związane to jest ze zmianą:

- a) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach wymiany pomiędzy sieciami różnych operatorów,
- b) poziomu mocy i prądów zwarciovych,
- c) pewności dostaw energii elektrycznej,
- d) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.

2.2.5. Określone w umowie, o której mowa w p. 2.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego przyłączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

2.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w p. 2.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

2.3. ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

2.3.1. ZASADY ODŁĄCZANIA

2.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej, określone w niniejszym rozdziale obowiązują Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.

2.3.1.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej:

- a) w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
- b) w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

2.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej składany przez podmiot zawiera w szczególności:

- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
- b) przyczynę odłączenia,
- c) proponowany termin odłączenia.

2.3.1.4. 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. Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiając odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej, uzgadnia z operatorem systemu dystrybucyjnego tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

2.3.1.5. Operator Systemu Dystrybucyjnego uzgadnia z Operatorem Systemu Przesyłowego (o ile istnieje taka potrzeba) i sąsiednimi Operatorami Systemów Dystrybucyjnych tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.

2.3.1.6. W niezbędnych przypadkach Operator Systemu Dystrybucyjnego zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej, określające w szczególności:

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

2.3.1.7. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w p.2.1.

2.3.2. ZASADY WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

2.3.2.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, Operator Systemu Dystrybucyjnego stwierdzi, że:

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

2.3.2.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną 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.

2.3.2.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w p.2.3.2.1. oraz w p.2.3.2.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczenia.

2.3.2.4. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w p.2.3.2.1b), może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.

2.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

2.4.1. WYMAGANIA OGÓLNE

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

- a) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,

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

2.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w p.2.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach:

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

2.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

2.4.1.4. 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 i/lub p.7.2., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w p.7. niniejszej IRiESD.

2.4.2. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ODBIORCÓW

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

2.4.2.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.

2.4.2.3. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych zostały zawarte w części szczegółowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych - bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie).

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

2.5.1. ZAKRES DANYCH

2.5.1.1. Dane przekazywane do Operatora Systemu Dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego,
- c) dane pomiarowe

2.5.2. DANE OPISUJĄCE STAN ISTNIEJĄCY

2.5.2.1. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do Operatora Systemu Dystrybucyjnego następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

- a) dane o transformatorach, węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami,
- b) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
- c) miejsce rozgraniczenia własności sieci i instalacji między użytkownikiem a operatorem systemu dystrybucyjnego.

2.5.2.2. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,
- b) rodzaj i schemat stacji,
- c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- d) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- e) układ normalny pracy.

2.5.2.3. Dane o liniach obejmują w szczególności:

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

2.5.2.4. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

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

2.5.3. DANE PROGNOZOWANE DLA PERSPEKTYWY OKREŚLONEJ PRZEZ OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

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

- a) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- b) informacje o zawarciu kontraktów na zakup energii elektrycznej,
- c) inne dane w zakresie uzgodnionym przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego
- d) podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej.

2.5.3.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do Operatora Systemu Dystrybucyjnego następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w p.2.5.3.1:

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

2.5.3.3. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.

3. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

3.1. ZASADY I STANDARDY TECHNICZNE EKSPLOATACJI

3.1.1. PRZEPISY OGÓLNE

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

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

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

3.1.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.

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

3.1.1.5. Eksploatacja układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych sieci dystrybucyjnej jest prowadzona zgodnie z zasadami określonymi w innych punktach niniejszej IRiESD oraz przyjętej do stosowania Instrukcji eksploatacji układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z niniejszą IRiESD.

3.1.1.6. Utrzymanie sieci dystrybucyjnej w należytych stanie technicznym jest zapewniane między innymi przez poddanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym.

3.1.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ I INSTALACJI DO EKSPLOATACJI

3.1.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków zawartych w punktach 2.1, 2.2 oraz 2.4, warunków określonych w zawartych umowach, warunków technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych, wykonywania i odbioru robót, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Ponadto przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje muszą posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

3.1.2.2. 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.

3.1.2.3. Specjalne procedury o których mowa w p.3.1.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, operatorem systemu dystrybucyjnego i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

3.1.2.4. Właściciel urządzeń w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

3.1.3. WPROWADZENIE URZĄDZEŃ DO RUCHU

3.1.3.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączane są urządzenia i instalacje wydaje decyzję - zgodę na załączenie urządzeń do ruchu.

3.1.3.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego na podstawie przedstawionych dokumentów i uzyskanych informacji, określa sposób, termin i obowiązujące zasady dotyczące uruchomienia urządzenia.

3.1.3.3. Decyzję - zgodę na załączenie urządzeń do ruchu wydaje osoba odpowiedzialna za eksploatację sieci dystrybucyjnej, do której przyłączane jest urządzenia. Podstawę do wydania decyzji stanowi stwierdzenie o gotowości urządzenia do przyjęcia do eksploatacji. W szczególnych przypadkach uprawnienia takie mogą wynikać z upoważnień określonych w szczegółowych instrukcjach eksploatacji urządzeń Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

3.1.4. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

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

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

3.1.5. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

3.1.5.1. 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.

3.1.5.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego reguluje umowa.

3.1.5.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzi inni operatorzy.

3.1.6. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

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

- a) dla obiektu elektroenergetycznego - dokumentację techniczną i prawną,
- b) dla urządzeń - dokumentację techniczną.

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

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

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

- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób,
- b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych prób i pomiarów,
- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,

- f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- g) dziennik operacyjny,
- h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności i danych technicznych zainstalowanych urządzeń,
- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych
- k) karty przełączeń,
- l) ewidencję założonych uzemień,
- m) programy łączeniowe.

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

- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
- b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
- c) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- d) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- e) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- f) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- g) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
- h) wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
- i) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- j) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
- k) wymagania związane z ochroną środowiska.

3.1.6.5. 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 - jeżeli jest wymagane.

3.1.7. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

3.1.7.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych lub zleca ich prowadzenie, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

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

3.1.8. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

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

3.1.8.2. 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.

3.1.8.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w p.3.1.8.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową organizację prac eksploatacyjnych.

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

3.1.8.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji elementów sieci dystrybucyjnej rozstrzyga Operator Systemu Dystrybucyjnego.

3.1.8.6. Operator Systemu Dystrybucyjnego sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.

3.1.9. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

3.1.9.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.

3.1.9.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

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

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

3.1.10. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

3.1.10.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie zobowiązującymi normami i przepisami.

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

3.1.11. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

3.1.11.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:

- a) oględziny, przeglądy oraz pomiary i próby eksploatacyjne,
- b) ocenę stanu technicznego
- c) konserwacje i remonty,
- d) prace planowane przez podmioty zaliczane do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, o ile mogą one mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

3.1.11.2. 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.

3.1.11.3. Podmioty zaliczane do I, II, III oraz VI grupy przyłączeniowej przyłączone do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.

3.1.11.4. 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 6.5.

3.1.11.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do Operatora Systemu Dystrybucyjnego zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale 6.5.

3.1.12. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

3.1.12.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

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

3.2. ZASADY DOKONYWANIA OGŁĘDZIN, PRZEGLĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO ORAZ KONSERWACJI I REMONTÓW

3.2.1. OGŁĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

3.2.1.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.

3.2.1.2. Oględziny linii napowietrznych o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV są przeprowadzane nie rzadziej niż raz na 5 lat.

3.2.1.3. Podczas przeprowadzania oględzin linii napowietrznych sprawdza się w szczególności:

- a) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
- b) stan przewodów i ich osprzętu,
- c) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
- d) stan odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
- e) stan izolacji linii,
- f) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
- g) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
- h) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
- i) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
- j) wpływ na konstrukcje linii działania wód lub osiadania gruntu.

3.2.1.4. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane nie rzadziej niż raz na 5 lat, dla kabli o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV w zakresie widocznych elementów linii kablowej.

3.2.1.5. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych sprawdza się w szczególności:

- a) stan oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
- b) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
- c) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
- d) 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.

3.2.1.6. Oględziny stacji przeprowadza się w terminach:

- a) stacji SN/SN i SN/nN wyposażonych w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN - w pełnym zakresie raz na pół roku,
- b) stacji wewnętrznych SN/nN - nie rzadziej niż raz na rok,
- c) stacji słupowych SN/nN - nie rzadziej niż raz na 5 lat.

3.2.1.7. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:

- a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
- b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
- c) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
- d) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
- e) stan techniczny transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
- f) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
- g) działanie rejestratorów zakłóceń,
- h) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
- i) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
- j) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
- k) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- l) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
- m) poziom gąsiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach.

3.2.1.8. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:

- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
- b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
- c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
- d) zgodność układu połączeń stacji z ustalonym w układzie pracy,
- e) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- f) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w Instrukcji eksploatacji układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z IRiESD,
- g) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych,
- h) stan baterii kondensatorów,
- i) poziom gąsiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
- j) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
- k) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepów i układów automatyki łączeniowej,
- l) stan dróg, przejść, pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- m) stan fundamentów, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
- n) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
- o) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
- p) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- q) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
- r) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

3.2.2. PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

3.2.2.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci, z uwzględnieniem zapisów dotyczących wykonywania pomiarów i prób określonych w załączniku nr 1.

3.2.2.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w p.3.2.1.3.,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 1,
- c) konserwacje i naprawy.

3.2.2.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w p.3.2.1.5.,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 1,
- c) konserwacje i naprawy.

3.2.2.4. Przegląd urządzeń stacji obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w p.3.2.1.8.,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 1,
- 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.

3.2.3. OCENA STANU TECHNICZNEGO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

3.2.3.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.

3.2.3.2. 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.

3.2.4. REMONTY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

3.2.5. OGŁĘDZINY, PRZEGLĄDY, OCENA STANU TECHNICZNEGO I REMONTY INSTALACJI

3.2.5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z załącznikiem nr 1 oraz odrębnymi przepisami.

3.2.5.2. Ogłędziny 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,
- e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
- f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

3.2.5.3. Przegląd instalacji obejmuje w szczególności:

- a) ogłędziny w zakresie określonym p. 3.2.5.2,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 1,
- c) sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej,
- d) konserwacje i naprawy.

4. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

4.1. STAN ZAGROŻENIA KSE, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE

4.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. W szczególnych przypadkach operator systemu przesyłowego może ogłosić stan zagrożenia KSE.

4.1.2. Stan zagrożenia KSE jest ogłaszany w przypadku stwierdzenia realnego niebezpieczeństwa niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców. W szczególności stan zagrożenia KSE może być spowodowany:

- a) brakiem mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych, pokrywającej zapotrzebowanie energii elektrycznej oraz zapewniającej odpowiedni poziom rezerwy mocy, przy uwzględnieniu salda mocy wymiany międzysystemowej,
- b) brakiem dyspozycyjności zdolności przesyłowych, zapewniających dotrzymanie parametrów jakościowo-niezawodnościowych w węzłach odbiorczych lub bezpieczne wyprowadzenie mocy z jednostek wytwórczych, zapewniających zrównoważenie bilansu mocy w KSE,
- c) niedyspozycyjnością systemowej infrastruktury technicznej, wymaganej dla sterowania pracą KSE w czasie rzeczywistym.

4.1.3. Poprzez ogłoszenie stanu zagrożenia KSE operator systemu przesyłowego zawiesza realizację (rozliczanie) umów sprzedaży energii elektrycznej zgłoszonych na rynku bilansującym, według normalnych procedur obowiązujących na tym rynku i stosuje procedury awaryjne. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

4.1.4. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w p.4.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie niepowodujących powstania stanu zagrożenia KSE. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.

4.1.5. W stanie zagrożenia KSE ogłoszonym przez operatora systemu przesyłowego, JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują

się do poleceń właściwego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie niepowodujących wystąpienia stanu zagrożenia KSE bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

4.1.6. Operator Systemu Dystrybucyjnego wraz z operatorem systemu przesyłowego podejmują, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji stanu zagrożenia KSE, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

4.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

4.2.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.

4.2.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy oraz regulacyjnych usług systemowych, w zakresie wynikającym z umowy zawieranej z operatorem systemu przesyłowego.

4.2.3. W przypadku braku umowy, o której mowa w p.4.2.2 odpowiedni poziom oraz struktura rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych są zapewniane zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej przez operatora systemu przesyłowego.

4.3. ZASADY POSTĘPOWANIA PRZY WYSTĄPIENIU ZAGROŻEŃ CIĄGŁOŚCI DOSTAW LUB WYSTĄPIENIU AWARII

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

- a) tryb normalny,
- b) tryb awaryjny.

4.3.2. 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.

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

4.3.4. 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:

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

4.3.5. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców objętych ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW.

4.3.6. Operator Systemu Dystrybucyjnego podejmuje działania niezbędne dla zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej i zapobiegania możliwości wystąpienia awarii w sieci, a także ograniczania skutków i czasu trwania takich awarii, przy współpracy z wytwórcami i odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych, a także z operatorem systemu przesyłowego.

4.3.7. W ramach działań, o których mowa w p.4.3.6, Operator Systemu Dystrybucyjnego:

- a) opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne,
- b) stosuje automatykę SCO.

4.3.8. Operatorzy systemów dystrybucyjnych uzgadniają plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego.

4.3.9. Ograniczenia wprowadzane zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej określa się w stopniach zasilania od 11 do 20.

4.3.10. Operator Systemu Dystrybucyjnego realizuje w obszarze swojej sieci ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wynikające z decyzji Rady Ministrów.

4.3.11. Odbiorcy objęci ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW, przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, przekazują do właściwego Operatora Systemu Dystrybucyjnego informacje dotyczące poboru mocy w przypadku wprowadzania ograniczeń.

4.3.12. 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.

4.3.13. 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 wielkości mocy bezpiecznej w przypadku wprowadzania ograniczeń,
- b) przygotowanie przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- c) uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego,
- d) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do OSD przez OSP uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

4.3.14. Powiadomienie odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o procedurze wprowadzania ograniczeń wg trybu normalnego, o którym mowa w p.4.3.1.a), obejmuje następujące informacje:

- a) sposób powiadomienia odbiorcy o wprowadzaniu ograniczeń,
- b) właściwy organ dyspozytorski uprawniony do przekazania poleceń,
- c) wielkości dopuszczalnego poboru mocy w poszczególnych okresach i na poszczególnych stopniach zasilania.

4.3.15. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania. Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach.

4.3.16. Zasady i warunki wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są określone przez operatora systemu przesyłowego. Ograniczenia wprowadzane w tym trybie realizuje się jako wyłączenie awaryjne lub katastrofalne oraz samoczynnie za pomocą automatyki SCO.

4.3.17. Wyłączenia awaryjne lub katastrofalne odbiorców realizuje się na polecenie operatora systemu przesyłowego. Wyłączenia awaryjne i katastrofalne mogą być wprowadzone na polecenie OSD w przypadku zagrożenia życia i mienia ludzi, możliwości wystąpienia lub wystąpienia awarii sieciowej. W takich przypadkach OSD jest zobowiązany powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP. Załączenia odbiorców, wyłączonych w trybie

awaryjnym wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, powinny być dokonywane w porozumieniu z OSP.

4.3.18. 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. Wyłączenie awaryjne w skali A9 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15%.

4.3.19. Wyłączenie katastrofalne odbiorcy powinno być zrealizowane w czasie do 30 min. od wydania polecenia, poprzez wyłączenie linii 110 kV i transformatorów 110 kV/SN. Przyjmuje się trójstopniową skalę wyłączeń katastrofalnych od SK1 do SK3. Wyłączenie katastrofalne w skali SK3 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15%.

4.3.20. Operator systemu przesyłowego w porozumieniu z operatorami systemów dystrybucyjnych ustala wartości obniżenia poboru mocy z sieci przesyłowej przez sieci dystrybucyjne, w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych i katastrofalnych.

4.3.21. Operator systemu przesyłowego określa zmiany wartości mocy wyłączanych przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych, w terminach do końca marca każdego roku. Wartości mocy są obliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Powyższe wymagania operatorzy systemów dystrybucyjnych realizują do 30 września każdego roku.

4.3.22. Operator Systemu Dystrybucyjnego jest zobowiązany do niezwłocznego poinformowania operatora systemu przesyłowego o zakresie wprowadzanych ograniczeń wg trybu awaryjnego zgodnie z ustalonymi przez operatora systemu przesyłowego procedurami informacyjnymi.

4.3.23. Operator Systemu Dystrybucyjnego w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

4.3.24. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:

- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
- b) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
- c) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania,
- d) tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.

4.3.25. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz stan zagrożenia KSE lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub stanu zagrożenia KSE stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, Operator Systemu Dystrybucyjnego udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

4.3.26. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i stanu zagrożenia KSE dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia awaryjne zgodnie z p.IV.3.16.

4.3.27. 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, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanej przez automatykę SCO oraz wyłączeń awaryjnych i katastrofalnych wprowadzanych na polecenie operatora systemu przesyłowego.

5. WSPÓŁPRACA OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

5.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego współpracuje z następującymi krajowymi operatorami:

- a) operatorem systemu przesyłowego,

- b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
- c) operatorami handlowo-technicznymi,
- d) operatorami handlowymi.

5.2. Zasady i zakres współpracy Operatora Systemu Dystrybucyjnego z operatorem systemu przesyłowego określa oprócz IRiESD również IRiESP.

5.3. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych są określone w rozdziałach 2, 3 i 3.

5.4. Szczegółowe zasady współpracy Operatora Systemu Dystrybucyjnego z podmiotami zaliczanymi do grup przyłączeniowych I, II, III i VI określone są w rozdziałach 2, 3 i 4.

5.5. Współpraca Operatora Systemu Dystrybucyjnego z operatorami handlowo-technicznymi oraz operatorami handlowi jest określona w IRiESD Bilansowanie.

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

5.7. Umowy o których mowa w p.5.6 stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje operatorów handlowo-technicznych oraz operatorów handlowych i określają w szczególności:

- a) dane podmiotu,
- b) imienną listę osób wraz z danymi teleadresowymi przeznaczonych do bezpośredniego kontaktu z operatorem systemu dystrybucyjnego,
- c) wykaz jednostek graficznych i miejsc dostarczania,
- d) inne dane określone w Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

6. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

6.1. OBOWIĄZKI OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

6.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu Operator Systemu Dystrybucyjnego na obszarze kierowanej przez niego sieci dystrybucyjnej:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w rozdziale 6.2,
- c) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
- d) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej,
- e) wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- f) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe oraz awarie w systemie, samdzielnie oraz we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych,
- g) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju zgodnie z IRiESP.

6.1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, kwartalnych, rocznych i trzyletnich.

6.1.3. Działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego.

6.1.4. Operator Systemu Dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatów sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych.

6.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

6.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale 6.1, Operator Systemu Dystrybucyjnego organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.

6.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.

6.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w p.6.2.2 są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.

6.2.4. Służby dyspozytorskie Operatora Systemu Dystrybucyjnego działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów, o których mowa w p.6.2.10.

6.2.5. Operator Systemu Dystrybucyjnego przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
- c) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni operatorzy systemów dystrybucyjnych, na podstawie zawartych umów,
- d) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.

6.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w p.6.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:

- a) śledzeniu pracy urządzeń,
- b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych - na podstawie zawartych umów z operatorami sąsiednich obszarów dystrybucyjnych,
- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

6.2.7. Służby dyspozytorskie Operatora Systemu Dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

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

6.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w p.6.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:

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

6.2.9. Operator Systemu Dystrybucyjnego może zawierać umowy regulujące zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

6.2.10. Przedmiotem umowy, o której mowa w p.6.2.9 jest w zależności od potrzeb:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
- b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,

- c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
- d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w rozdziale VI.1,
- e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
- f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
- g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
- h) zakres i tryb obiegu informacji,
- i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.

6.3. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ PLANY WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ

6.3.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.

6.3.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

6.4. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

6.4.1. 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.

6.4.2. Operator Systemu Dystrybucyjnego określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

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

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

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

6.5. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

6.5.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.

6.5.2. Podmioty zgłaszają operatorowi systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem p.6.6.4.

6.5.3. Podmiot opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu dystrybucyjnego w zakresie elementów koordynowanej sieci, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:

- a) do planu rocznego - w terminie do dnia 15 września roku poprzedzającego,
- b) do planu miesięcznego - w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego,
- c) do planu tygodniowego - w terminie do poniedziałku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego na tydzień liczony od soboty,
- d) do planu dobowego - do godz. 10:00 dnia poprzedzającego na dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

6.5.4. Podmiot zgłaszający do Operatora Systemu Dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:

- a) nazwę elementu,
- b) proponowany termin wyłączenia,
- c) operatywną gotowość,
- d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
- e) opis wykonywanych prac,
- f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy,
- g) w zależności od potrzeb schemat elektryczny i/lub sytuacyjny obiektu.

6.5.5. 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.

6.5.6. Operator Systemu Dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem p.6.6.7.

6.5.7. Operator Systemu Dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych zgłoszonych przez podmioty propozycji wyłączeń o ile takowe wypływ na sieć koordynowaną przez sąsiednich operatorów.

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

6.6. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

6.6.1. Służby dyspozytorskie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, określają przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe.

6.6.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

6.6.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

- a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
- b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
- c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
- d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
- e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
- f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu
- g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

6.6.4. Propozycje programów łączeniowych należy przekazywać do zatwierdzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego w terminie min. 15 dni przed planowaną datą realizacji programu.

6.6.5. Operator Systemu Dystrybucyjnego może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji.

6.6.6. 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, warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSD uwag.

6.6.7. Terminy wymienione w punktach 6.5.3. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

6.7. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY OPERATOROWI SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

6.7.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego otrzymuje od operatora systemu przesyłowego dane zgodnie z zakresem określonym w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

6.7.2. W uzasadnionych przypadkach wskazani przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, sporządzają i przesyłają na piśmie do Operatora Systemu Dystrybucyjnego prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

6.7.3. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla swoich odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w zakresie i terminach określonych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

6.8. WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI

6.7.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego odpowiada za zabezpieczenie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu dla obszaru swojego działania.

6.7.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz odbiorcami końcowymi.

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

7.1. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

7.1.1. Wyróżnia się następujące dane znamionowe sieci dystrybucyjnej:

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

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

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

- a) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
- 50 Hz \pm 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 95% tygodnia,
 - 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- b) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{it} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1 dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
- c) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
- składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym 110 kV:

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

- d) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8% dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

Warunkiem utrzymania dolnych parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych punktach a) – b), jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4.

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

- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być niższe od dopuszczalnych długotrwale,
- b) napięcia w poszczególnych węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych, zgodnie z p.7.1.3,

- c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,

7.1.5. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów SN/nN określa Operator Systemu Dystrybucyjnego.

7.1.6. Wymagany czas rezerwowego zasilania potrzeb własnych dla stacji elektroenergetycznych ustala Operator Systemu Dystrybucyjnego.

7.2. POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

7.2.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.

7.2.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć

7.2.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

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

- wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,
- względna zmiana napięcia $d = \Delta U / U_n$ nie powinna przekraczać 3%,
gdzie: ΔU - różnica dowolnych dwóch kolejnych skutecznych wartości napięcia fazowego.

7.2.2.1.2. W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym większym od 75A wartość P_{st} powinna mieścić się w granicach $0,6 < P_{st} < 1$ natomiast wartość P_{lt} powinna wynosić $P_{lt} = 0,65 P_{st}$

7.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmoniczných prądu

7.2.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmoniczných odbiorniki dzieli się wg. następującej klasyfikacji:

- Klasa A - symetryczne, trójfazowe odbiorniki i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- Klasa B - narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut),
- Klasa C - sprzęt oświetleniowy wraz ze ściemniaczami.

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

- Klasy A podano w Tabelicy 1.,
- Klasy B podano w Tabelicy 2.,
- Klasy C podano w Tabelicy 3.

Tabelica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

Rząd harmoniczných [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczných [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15(15/n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43

6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0,23(8/n)$

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

7.2.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B oraz Klasy C podano w Tablicy 4.

Tablica 4.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego [%]
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1

21	≤0,6
23	0,9
25	0,8
27	≤0,6
29	0,7
31	0,7
≥33	≤0,6

7.3. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

7.3.1. 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 przerwanego 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, 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 instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci,
 - 3-letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- f) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- g) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- h) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
- i) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowie kompleksowej.

7.3.2. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz aktach wykonawczych do niej.

Projekt do konsultacji z dnia 13.03.2019

Załącznik nr 1 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
 ZAKRES POMIARÓW I PRÓB EKSPLOATACYJNYCH URZĄDZEŃ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH ORAZ TERMINY ICH WYKONANIA

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
1	Linie kablowe z izolacją polietylenową o napięciu znamionowym od 1 kV do 30 kV łącznie	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1-km linii przy temperaturze 20 C większa od 100 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Dla kabli nowych
			Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Po wykonaniu naprawy
			Dla kabli o izolacji z PE 1,5 U _n dla przypadków uzasadnionych technicznie	
Próba napięciowa dodatkowej powłoki	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		polwinitowej lub polietylenowej	wyprostowane o wartości 5 kV	
	Linie kablowe o napięciu niższym niż 1 kV	Sprawdzenie ciągłości żyły	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po modernizacji
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C nie mniejsza niż: <ul style="list-style-type: none"> • 75 MΩ w kablu o izolacji gumowej • 20 MΩ w kablu o izolacji papierowej • 100 MΩ w kablu o izolacji polietylenowej • 20 MΩ w kablu izolacji polwinitowej 	Dla kabli nowych
			Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 C nie mniejsza niż $\frac{200}{\sqrt[3]{S}}$ MΩ, gdzie S - przekrój żyły kabla w mm ²	Po wykonaniu naprawy
2	Wyłączniki i zwierniki o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji głównej wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu do eksploatacji, dla wyłączników małoolejowych rezystancja powinna wynosić	Po przeglądzie wewnętrznym wyłącznika z tym, że dla wyłączników o napięciu znamionowym 110 kV nie rzadziej niż co 5 lat

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
			co najmniej 50 % wartości rezystancji określonej przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Pomiar rezystancji głównych torów prądowych wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Pomiar czasów własnych i czasów niejednoczesności otwierania i zamykania wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Badania gazów wyłączników z gazem 5F6, jeżeli wymaga tego wytwórca	Wymagania obowiązujące przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Próba szczelności wyłącznika powietrznego lub z gazem 5F6, jeżeli wymaga tego wytwórca	Spadek ciśnienia powietrza w wyłączniku powietrznym lub ciśnienie gazu 5F6, powinno odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Pomiar zużycia powietrza wyłącznika powietrznego, jeżeli wymaga tego	Zużycie powietrza na przewietrzenie i na cykl łączeniowy, powinno	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		wytwórca	odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
3	Rozdzielnice kompaktowe o napięciu powyżej 1 kV w izolacji gazowej SF6.	Badanie gazów rozdzielnic, jeżeli wymaga tego producent.	Wymagania obowiązujące przy przyjmowaniu rozdzielnic do eksploatacji	Zgodnie z wymaganiami producenta.
		Próba szczelności rozdzielnic, jeżeli wymaga tego producent.	Spadek ciśnienia gazu SF6 powinien odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu rozdzielnic do eksploatacji	
4	Połączenia prądowe w rozdzielniach SN (nie dotyczy rozdzielni w izolacji SF6)	Zaleca się badanie stanu połączeń prądowych metodą termowizyjną	Obciążenie prądowe badanych połączeń nie powinno być mniejsze od 30 % obciążenia znamionowego, temperatura badanego połączenia nie powinna być wyższa od temperatury określonej w instrukcji eksploatacji	Nie rzadziej niż co 5 lat
5	Przekładniki napięciowe i prądowe o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych	70 % wartości wymaganej przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji	Nie rzadziej niż co 5 lat, chyba że instrukcja fabryczna przewiduje inaczej
		Badania oleju w	Olej przekładnika o napięciu	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		przekładnikach olejowych niehermetyzowanych, wyposażonych we wskaźniki poziomu oleju, wykonane w razie uzyskania negatywnych wyników pomiaru rezystancji izolacji	znamionowym 110 kV lub niższym powinien spełniać wymagania jak dla transformatorów o mocy do 100 MVA	
6	Transformatory olejowe o mocy 0,02 - 1,6 MVA oraz dławiki do kompensacji ziemnozwarciowej	<p>Pomiar rezystancji izolacji i wskaźników R_{60} i R_{15}</p> <p>Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni</p> <p>Badanie oleju (transformator z konserwatorem) w zakresie: Wyglądu - rezystywności</p>	<p>Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora - dla transformatorów nowych i po remoncie lub $R_{60} \geq 35 \text{ M}\Omega$ przy 30 C - dla transformatorów w eksploatacji</p> <p>Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora - dla transformatorów nowych i po remoncie oraz w eksploatacji</p> <p>Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej i zawartość ciał obcych</p> <p>- Rezystywność nie niższa niż $1 \times 10^9 \Omega \text{ m}$ przy 50 C</p> <p>- Napięcie przebicia nie niższe niż 35 kV</p>	Przed uruchomieniem transformatora, po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy, nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej eksploatacji, z wyjątkiem transformatorów potrzeb własnych i dławików w stacjach 110/SN - badanie nie rzadziej, niż co 5 lat.

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		napięcia przebicia		
7	Obwody wtórne układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Dokładne terminy określono w Instrukcji eksploatacji układów zabezpieczających, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z niniejszą Instrukcją
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	Nie rzadziej niż raz na rok
	Obwody wtórne układów rejestrujących	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Dokładne terminy określono w Instrukcji eksploatacji układów zabezpieczających, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z niniejszą Instrukcją
		Sprawdzenie funkcjonalne działania i rejestracji	Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących	Zgodnie z instrukcją producenta uznając poprawne zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne
	Obwody wtórne układów telemechaniki	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż	Nie rzadziej niż co 4 lata lub zgodnie z wymaganiami Instrukcji eksploatacji układów telemechaniki Nie rzadziej niż raz na rok uznając poprawne

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
			10 MΩ	zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne
		Sprawdzenie wartości nastawionych	Dokładność do 5 % przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie 0,8 - 1,1 Unom	
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów telemechaniki	Nie rzadziej niż raz na rok
	Obwody wtórne układów sterowania i sygnalizacji	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MO, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MO	Nie rzadziej niż co 1 rok
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących	Nie rzadziej niż raz na rok uznając poprawne zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne
8	Ochrona przeciwporażeniowa w elektroenergetycznych rozdzielniach o napięciu znamionowym wyższym od 1 kV, a niższym niż 110 kV	-Pomiar rezystancji uziemienia - Pomiar napięcia rażenia i sprawdzenie ciągłości siatki uziemień	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat
9	Linia o napięciu	Pomiar napięć i obciążeń -	Zgodnie z przepisami w	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	znamionowym do 1 kV	Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	w czasie największego obciążenia Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzanie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat
10	Instalacje odbiorcze w budynkach, o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w okresie największego obciążenia
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	1. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej ok. 100 %, o temperaturze powietrza wyższej od + 35 C lub o wyziewach żrących - nie rzadziej niż raz w roku 2. Instalacje w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75 % do 100 % i zapyłonych - nie rzadziej niż co 5 lat 3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach - nie rzadziej niż co 5 lat, w przypadku zainstalowania wyłączników różnicowo - prądowych można nie wykonywać pomiarów rezystancji izolacji
		Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych		
		Sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		Pomiar rezystancji izolacji przewodów roboczych instalacji	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu instalacji do eksploatacji	1. Instalacje w pomieszczeniach: - o wyziewach żrących - nie rzadziej niż raz w roku, - nie rzadziej niż co 5 lat. 2. Instalacje na otwartym powietrzu lub w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75 % do 100 % o temperaturze powietrza wyższej od 35 C lub zapyłonych - nie rzadziej niż co 5 lat 3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach - nie rzadziej niż co 5 lat

Projekt do konsultacji z dnia 13.05.2019

POJĘCIA I DEFINICJE

EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
IRIESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość) IRiESD- Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej - część Bilansowani szczegółowa: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami e systemowymi
IRIESP	<ul style="list-style-type: none"> • Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej • Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana - jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana - jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego wMB Ponad sieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator systemu przesyłowego
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
P_{It}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st} , zgodnie ze wzorem:
	$P_{It} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$
	gdzie: i - rząd harmonicznej
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

	gdzie:
	i - rząd harmonicznej
	U_h - wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{BIL}	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_o	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii:
• URB_{SD}	- odbiorca sieciowy
• URB_{OK}	- odbiorca końcowy
URBp0	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
Administrator	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za pomiarów obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych
Automatyczny układ elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej regulacji napięcia w węźle wytwórczym
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi elektrycznej w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii
Elektrownia wiatrowa	Pojedyncza jednostka wytwórcza lub zespół jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie)
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością

Generacja	zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności. Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach zdeterminowana odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przed licznikowego w torze prądowym większym niż 63 A, e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Jednostka wytwórcza	Opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Koordynowana sieć 110kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie kraju.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
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

	<p>przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.</p>
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	<p>Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecia”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.</p>
Miejsce przyłączenia Moc dyspozycyjna	<p>Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią. Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.</p>
Moc osiągalna	<p>Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana:</p> <ul style="list-style-type: none">a) przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin,b) przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin,c) przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego.
	<p>Dla elektrowni wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa elektrowni wiatrowej nie jest osiągalna.</p>
Moc przyłączeniowa	<p>Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.</p>
Moc umowna	<p>Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:</p> <ul style="list-style-type: none">a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut,b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny,c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.
Nielegalne pobieranie	<p>Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z energii elektrycznej całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.</p>
Niebilansowanie	<p>W przypadku odbiorcy - różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy - różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.</p>
Normalny układ pracy	<p>Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, sieci zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.</p>
Obrót energią	<p>Działalność gospodarcza polegająca na handlu elektryczną</p>

Obszar regulacyjny	<p>hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.</p> <p>Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.</p>
Obszar Rynku	<p>Część systemu elektroenergetycznego, w której jest Bilansującego 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.</p>
Odbiorca	<p>Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.</p>
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	<p>Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.</p>
Odbiorca końcowy	<p>Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.</p>
Ograniczenia sieciowe	<p>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.</p>
Operator	<p>Operator systemu przesyłowego lub Operator Systemu Dystrybucyjnego.</p>
Operator handlowy	<p>Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie (OH) Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.</p>
Operator handlowo-techniczny (OHT)	<p>Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.</p>
Operator systemu	<p>Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłowego 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.</p>
Operator Systemu Dystrybucyjnego	<p>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.</p>
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	<p>Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).</p>

Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
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.
Przylącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
Regulacyjne usługi	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemowego systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie - SCO Sieci	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Sieć przesyłowa	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sprzedawca	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny Operator Systemu Dystrybucyjnego.
Sprzedaż energii	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Stan zagrożenia KSE	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący elektrycznej się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo

	wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
System	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich elektroenergetyczne urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. - Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)	Miejsce Dostarczenia Energii, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana Rynku Bilansującego bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad sieć”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu - FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu bezpieczeństwa do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym przyrządu - FS znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i międzysystemowa innymi systemami elektroenergetycznymi.

Wytwórca

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.

Zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

Projekt do konsultacji z dnia 13.03.2019