



**UNIHUT S.A.**

30-969 Kraków  
ul. Jezierskiego 7

ROK ZAŁ. 1985

## **WSTEPNY PROJEKT do konsultacji**

# **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CZESC OGÓLNA**

Data wejścia w życie niniejszej Instrukcji:

..... **2010 r.**

**Członek Zarządu  
ds. Dystrybucji**

**Prezes Zarządu**

.....

.....

**Prosimy o zgłaszanie uwag na adres [unihut@unuhut.pl](mailto:unihut@unuhut.pl)**

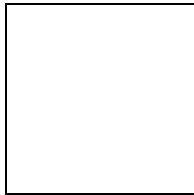
**Kraków, .....2010**

## WPROWADZENIE

Spółka Akcyjna „UNIHUT” z siedzibą w Krakowie jest firmą wielobranżową a działalność w obrocie energią elektryczną jest na niewielką skalę, w wysokości około 10 GWh rocznie dla 31 odbiorców małych firm przemysłowych.

UNIHUT S.A. prowadzi dystrybucję energii elektrycznej przy pomocy sieci napowietrznej- kablowej SN- 6kV i urządzeń rozdzielczych 6/0,4 kV ( na obszarze ok. 20 km<sup>2</sup>) pozostałych po Inwestycjach Huty im. Lenina, później Huty im. T. Sendzimira a obecnie ArcelorMittal Poland S.A.

Firma UNIHUT S.A. oprócz własnej sieci 6kV prowadzi również eksploatację pozostałej części sieci będącej własnością kilku firm. Energię elektryczną UNIHUT kupuje od firmy ArcelorMittal Poland S.A. Usytuowanie koordynowanej sieci SN-6kV pokazano na rys. nr.1 (mapka z terenami huty).



**Rys. nr1**

## SPIS TREŚCI

	Wprowadzenie.	3
I	Postanowienia ogólne	
II	Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców Końcowych.	
	II.1. Zasady przyłączania.	
	II.2. Zasady wzajemnego przyłączania sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych.	
	II.3. Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej.	
	II.4. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców.	
	II.5. Dane przekazywane do operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone przyłączane do sieci dystrybucyjnej.	
III	Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci	
	Zasady i standardy techniczne eksploatacji	

- Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów
- IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego  
IV.1. Stan zagrożenia KSE, awaria sieciowa i awaria w systemie  
IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej  
IV.3. Zasady postępowania przy wystąpieniu zagrożeń ciągłości dostaw lub wystąpieniu awarii
- V Współpraca operatora systemu dystrybucyjnego z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu
- VI Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej  
VI.1. Obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego  
VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego.  
VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej  
VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany międzysystemowej  
VI.5. Programy pracy sieci dystrybucyjnej  
VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej  
VI.7. Programy łączeniowe  
VI.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej  
VI.9. Dane przekazywane przez podmioty operatorowi systemu dystrybucyjnego  
VI.10. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi .....
- VII Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu  
VII.1. Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej  
VII.2. Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej  
VII.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu
- VIII. Słownik pojęć i definicji  
VIII. 1. Oznaczenia skrótów  
VIII. 2. Pojęcia i definicje

Załącznik nr 1 Wykaz elementów sieci 6 kV oraz węzłów dostarczających energię elektryczną

Załącznik nr 2 Karty aktualizacji.

## **POSTANOWIENIA OGÓLNE**

- I.1. UNIHUT S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.2. UNIHUT S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.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), z późniejszymi zmianami.
  - c) koncesję UNIHUT S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE / 97 – ZTO / 9106 / W / OKF / 2007 / RW z dnia 26 września 2007 r. z późniejszymi decyzjami zmieniającymi.
  - d) wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD),
  - e) wymagania zawarte w ustawie z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2000r. Nr 106, poz. 1126 wraz z późniejszymi zmianami).
- I.4. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez operatora systemu dystrybucyjnego instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.
- I.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych, w szczególności dotyczące:
- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych,
  - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
  - 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
  - 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 6 kV,
  - 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
  - 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, oraz zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- I.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego, niezależnie od praw

własności.

I.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

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

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez operatora systemu przesyłowego,
- 3) podmioty przyłączone do sieci koordynowanej 6 kV,
- 4) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 6 kV przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców;
- 5) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 6 kV,

I.8. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 6 kV,
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej,
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
- 5) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 6) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz

- współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 6 kV,
- 7) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminujących procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
  - 8) 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,
  - 9) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
    - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
    - b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
    - c) opracowanie, aktualizacje i udostępnianie odbiorcom standardowych profili zużycia oraz uwzględnianie zasad ich stosowania w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zgodnie z art. 9g ust. 9 Prawa Energetycznego,
    - d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnienia okresów rozliczeniowych,
    - e) opracowanie i wdrażanie procedury zmiany sprzedawcy oraz jej uwzględnienia w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zgodnie z art. 9g ust. 9 Prawa Energetycznego,
  - 10) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o

znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,

11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną

12) stosowanie się do warunków współpracy z innymi operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania sieci 6 kV,

I.9. Operator systemu dystrybucyjnego ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.

I.10. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

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

I.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.

I.12. W zależności od potrzeb operator systemu dystrybucyjnego przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.

I.13. Aktualizacja IRiESD jest dokonywana poprzez wydanie karty aktualizacji lub poprzez opracowanie i wydanie nowej IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.

I.14. Karta aktualizacji IRiESD powinna zawierać w szczególności:

- 1) Nr karty aktualizacji
- 2) datę wprowadzenia w życie aktualizacji,
- 3) liczbę porządkową kolejnych zmian, wraz z jednoznacznym określeniem miejsca zmiany oraz zmienionym tekstem,
- 4) podpis osoby zatwierdzającej aktualizację.

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

Karty aktualizacji stanowią Załącznik nr 3 do IRiESD.

I.15. Operator systemu dystrybucyjnego na własnych ogólnodostępnych stronach internetowych informuje użytkowników 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.

## **II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ,SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH,**

### **II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA**

II.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.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:

- 1) pozyskanie przez podmiot od operatora systemu dystrybucyjnego, wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 2) złożenie przez podmiot u operatora systemu dystrybucyjnego, kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 3) wydanie przez operatora systemu dystrybucyjnego warunków przyłączenia i projektu umowy o przyłączenie,
- 4) zawarcie umowy o przyłączenie,
- 5) realizację przyłącza(-y) i niezbędnej rozbudowy sieci,
- 6) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza (-y) i przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci,
- 7) zawarcie przez podmiot umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej,
- 8) przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.

II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, sieci, urządzeń odbiorców końcowych składa wnioski o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa operator systemu dystrybucyjnego.

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



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

- 1) 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,
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów

II.1.7. 1. Warunki przyłączenia w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w p. II.1.3., zawierają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj przyłącza,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) wymagania wynikające z IRiESD,
- 7) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 8) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
- 9) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 10) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego w tym m.in. transmisji danych pomiarowych,
- 11) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.
- 12) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
  - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
  - b) zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
- 13) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 14) wymagania w zakresie:
  - a) dostosowania przyłączanych instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,

- b) przystosowania układu pomiarowo – rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych
  - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci wnioskodawcy,
  - d) wyposażenia, urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie
- 15) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
- 16) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
2. Warunki przyłączenia wytwórcy, jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne, powinny określać: wymagania, dane i informacje, o których mowa w punkcie II.1.7.1 oraz wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas wprowadzania przez wytwórcę do sieci wyprodukowanej energii elektrycznej czynnej.
- II.1.8. Operator systemu dystrybucyjnego określa warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączonego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1kV,
  - 2) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wytwórcę energii elektrycznej zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1kV,
  - 3) 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1kV,.
- II.1.9. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich określenia, chyba że umowa o przyłączenie przedłuży ten okres.
- II.1.10. Wraz z określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.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.
- II.1.12. Operator systemu dystrybucyjnego wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w p. II.1.11.
- II.1.13. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, przed określeniem warunków przyłączenia uzgadnia je z operatorem, do którego sieci jest przyłączone.
- II.1.14. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.15. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej powinna zawierać co najmniej:
- 1) strony zawierające umowę,
  - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
  - 3) termin realizacji przyłączenia,
  - 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
  - 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego,
  - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
  - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
  - 8) warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
  - 9) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
  - 10) planowane ilości energii elektrycznej pobieranej lub dostarczanej,
  - 11) moc przyłączeniową,
  - 12) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
  - 13) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.16. 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.
- II.1.17. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w p. II.1.16,

- reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.18 Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje, sieci i jednostki wytwórcze określają rozdziały II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.19 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.
- II.1.20 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 II.5.
- II.1.21 Wytwórcy przyłączani do sieci dystrybucyjnej oraz wytwórcy dokonujący zmian w zakresie mocy, posiadający koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia wielkości mocy znamionowej, osiągalnej i minimalnej technicznej do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są również do operatora systemu dystrybucyjnego.
- III.2. ZASADY WZAJEMNEGO PRZYŁĄCZANIA SIECI  
DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW  
DYSTRYBUCYJNYCH**
- II.2.1. Zasady wzajemnego przyłączania sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu dystrybucyjnego w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 6 kV.
- II.2.2. Umowa, o której mowa w p. II.2.1, w zakresie przyłączania sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych powinna określać w szczególności:
- 1) strony zawierające umowę,
  - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
  - 3) termin realizacji przyłączenia,
  - 4) wysokość opłaty za przyłączenie i zasady rozliczeń,
  - 5) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,
  - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,

- 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- 8) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony,
- 9) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłączenia,
- 10) miejsce rozgraniczenia praw własności przyłączanych sieci,
  - 11) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do koordynacji prac wynikających z umowy,
- 12) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- 13) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.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.

II.2.4. Informacje, o których mowa w p. II.2.2.5), 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.

II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w p. II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz

odbior końcowy zrealizowanego przyłączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w p. II.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

### **II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

#### **II.3.1. Zasady odłączania**

II.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.

II.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.

II.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.

II.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, z wyjątkiem przypadków o których mowa w p. II.3.5.1-2. W ww. zawiadomieniu operator systemu dystrybucyjnego informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w p. II.3.1.9

II.3.1.5. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających 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.

II.3.1.6. Operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego 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.

II.3.1.7. 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, sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
- e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.8. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w rozdziale II.1.

### **II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.**

II.3.2.1. Operator systemu dystrybucyjnego wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p.II.1.17, 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 przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne,

II.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

II.3.2.3. Operator systemu dystrybucyjnego bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w p.II.3.2.1. oraz p.II.3.2.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

II.3.2.4. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w p.II.3.2.1b), może być uzależnione od realizacji zaleceń pokontrolnych.

## **II. 4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW,**

### **II.4.1. Wymagania ogólne**

II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

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

II.4.1.2. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych urządzenia, instalacje i sieci, muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.



II.4.1.3. 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 w p.VII.2., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w p.VII. niniejszej IRiESD.

#### **II.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców**

II.4.2.1. Urządzenia przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.

II.4.2.2. Operator systemu dystrybucyjnego określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.

#### **II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych**

II.4.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a operatorem systemu dystrybucyjnego, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz załączniku nr 2.

II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w p. II.4.3.1 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

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

II.4.3.3. Czasy trwania zwarć wyłączanych przez zabezpieczenia podstawowe w jednostkach wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej jak i w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej w otoczeniu miejsca przyłączenia urządzeń i instalacji wytwórczych powinny zostać ustalone w warunkach przyłączenia i nie powinny być

dla stref podstawowych dłuższe niż 150 ms.

II.4.3.4. Czasy wyłączania zwarć przez zabezpieczenie rezerwowe w jednostkach wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej w otoczeniu węzła przyłączenia jednostek wytwórczych nie powinny być dłuższe niż 500 ms.

II.4.3.5. Nastawienia automatyk i zabezpieczeń jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powinny być skoordynowane przez operatora systemu dystrybucyjnego z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej i sieci przesyłowej w otoczeniu węzłów przyłączenia jednostek wytwórczych.

#### **II.4.4. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących**

II.4.4.1. Wymagania i zalecenia dotyczące układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.4.2. Poszczególne elementy sieci dystrybucyjnej należy wyposażyć w urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej niezbędne do samoczynnej, selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych.

II.4.4.3. Nastawienia automatyk i zabezpieczeń urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej muszą być skoordynowane z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej.

II.4.4.4. Operator systemu dystrybucyjnego określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatyk i zabezpieczeń oraz środków ochrony przeciwporażeniowej stosowanych przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN, przy wydaniu lub określaniu warunków przyłączenia oraz przy zmianie warunków pracy sieci dystrybucyjnej.

II.4.4.5. Ogólne wymagania stawiane nowo wybudowanym i modernizowanym urządzeniom elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej podyktowane względami niezawodnościowymi są następujące:

- a) należy stosować przynajmniej dwa niezależne zestawy zabezpieczeń dla poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej, przy czym wyjątek stanowią: zabezpieczenia szyn zbiorczych i układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej oraz zabezpieczenia sieci SN,
- b) w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów zabezpieczeń, zaleca się, aby każde z nich współpracowało z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego

(sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi),

#### II.4.4.6. Zabezpieczenia i automatyki transformatorów mocy SN

II.4.4.6.1. Transformatory mocy dwu i wielouzwojeniowe SN/NN powinny być wyposażone w następujące układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej:

- a) zabezpieczenia podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze zwarcioowo-prądowe,
- b) każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo - zwłoczne,
- c) każda strona transformatora winna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie),
- d) zaleca się, aby każda ze stron SN transformatora była wyposażona w zabezpieczenia umożliwiające skracanie czasu zwarcia na szynach SN,
- e) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczełów,
- f) zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne powinny działać na wyłączenie,

II.4.4.7. Łąca w układach elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej powinny zapewnić realizację podstawowych funkcji zabezpieczeniowych. Należy dla realizacji tego celu stosować dedykowane łącze o parametrach wymaganych dla danego typu zabezpieczeń. W swojej konstrukcji, zasadach działania i sposobach eksploatacji urządzenia zabezpieczeń linii elektroenergetycznych i współpracujące z nimi łącza powinny być traktowane jako jeden zespół urządzeń.

II.4.4.8. Linie SN wyposaża się w:

- a) zabezpieczenia od zwarć wielofazowych działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii,
- b) zabezpieczenia od zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci uziemionej przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem nie przekraczania maksymalnych prądów zwarcia doziemnego. Za dopuszczalne prądy zwarcia doziemnego przyjmuje się dla sieci kablowej i kablowo – napowietrznej 50A, oraz dla sieci napowietrznej i napowietrzno – kablowej w zależności od wysokości napięcia: sieć 6kV – 30A,

- c) pola linii napowietrznych i napowietrzno – kablowych SN powinny być wyposażone w układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania.
- II.4.4.9. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:
- a) zabezpieczenie rezerwujące działanie zabezpieczeń nadprądowych w polach odpływowych,
  - b) zabezpieczenie zwarciovoprądowe działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie,
  - c) w sieci z rezystorem wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub dedykowany impuls wyłączający od zabezpieczenia transformatora uziemiającego.
- II.4.4.10. Pola SN baterii kondensatorów wyposaża się w następujące zabezpieczenia:
- a) nadprądowe od przeciążeń i zwarc zewnetrznych działające na wyłączenie baterii,
  - b) od zwarc wewnetrznych działające na wyłączenie baterii.
- II.4.4.11. Dobór zabezpieczeń dla ochrony transformatorów potrzeb własnych zależy od mocy transformatora oraz sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN i jest ściśle związany z pracującymi na danej rozdzielni zabezpieczeniami ziemnozwarciowymi. Każdy transformator potrzeb własnych powinien być zabezpieczony przed skutkami zwarc wewnetrznych i zewnetrznych.
- II.4.5. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.**
- II.4.5.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej miarę możliwości technicznych.
- II.4.5.2. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:
- a) Obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
  - b) Systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,

- c) Należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji.
- d) Protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,

#### **II.4.6. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych.**

Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych zostały zawarte w części szczegółowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

### **II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

#### **II.5.1. Zakres danych**

- II.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.

#### **II.5.2. Dane opisujące stan istniejący**

- II.5.2.1. Odbiorcy wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:
  - a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
  - b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
  - c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.5.2.2. Dane o węzłach obejmują w zależności od potrzeb:
  - a) nazwę węzła,
  - b) rodzaj i schemat stacji,
  - c) rodzaj pól i ich wyposażenie,

- d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami,
- g) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- h) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
- i) układ normalny pracy.

II.5.2.3. Dane o liniach obejmują w zależności od potrzeb:

- 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.

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w zależności od potrzeb:

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

II.5.2.6. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.

### **II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego**

II.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 i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej.

II.5.3.2. Odbiorcy wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w p. II.5.3.1:

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

II.5.3.3. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w p. II.5.3.1, obejmują:

- a) opis i harmonogram projektu,
- b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.

II.5.3.4. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.

### **III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI**

#### **III.1. ZASADY I STANDARDY TECHNICZNE EKSPLOATACJI**

##### **III.1.1. Przepisy ogólne**

III.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.

III.1.1.2. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.

III.1.1.3. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz operatorem systemu dystrybucyjnego, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

III.1.1.4. Operator systemu dystrybucyjnego prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej instrukcji oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.

III.1.1.5. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączone bezpośrednio do

sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję ruchu i eksploatacji posiadanych urządzeń, instalacji i sieci, która powinna uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.

### **III.1.2. Przyjmowanie urządzeń i instalacji do eksploatacji**

III.1.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych, przebudowanych i po remoncie urządzeń, instalacji operatora systemu dystrybucyjnego, odbiorców lub wytwórców, może nastąpić w zależności od wymagań:

- a) po przeprowadzeniu prób i pomiarów,
- b) po stwierdzeniu spełniania przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków zawartych w niniejszej instrukcji,
- c) po uzyskaniu legalizacji, uzyskania atestów, certyfikatów i/lub homologacji,
- d) po spełnieniu warunków określonych w zawartych umowach,
- e) po spełnieniu warunków technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych,
- f) po spełnieniu warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej,
- g) po przyjęciu niezbędnej dokumentacji eksploatacyjnej, technicznej i prawnej,
- h) po wykonaniu i odbiorze robót.

III.1.2.2. Transformatory oraz inne 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.

III.1.2.3. Specjalne procedury o których mowa w p.III.1.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, operatorem systemu dystrybucyjnego i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

III.1.2.4. Właściciel urządzeń w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

### **III.1.3. Wprowadzenie urządzeń do ruchu**

III.1.3.1. Operator systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączane są urządzenia i instalacje wydaje decyzję – zgodę na załączenie urządzeń do ruchu.

III.1.3.2. Operator systemu dystrybucyjnego na podstawie przedstawionych dokumentów i uzyskanych informacji, określa sposób, termin i obowiązujące zasady dotyczące uruchomienia urządzenia.

III.1.3.3. Decyzję – zgodę na załączenie urządzeń do ruchu wydaje osoba odpowiedzialna za



eksploatację sieci rozdzielczej, do której przyłączane jest urządzenie. Podstawę do wydania decyzji stanowi stwierdzenie o gotowości urządzeń do przyjęcia do eksploatacji. W szczególnych przypadkach uprawnienia takie mogą wynikać z upoważnień określonych w szczegółowych instrukcjach eksploatacji urządzeń operatora systemu dystrybucyjnego.

#### **III.1.4. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji**

III.1.4.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

III.1.4.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.

#### **III.1.5. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem innego systemu dystrybucyjnego.**

III.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.

III.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.

III.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 prowadzą inni operatorzy.

#### **III.1.6. Dokumentacja techniczna i prawna**

III.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.

III.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.

III.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,
- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych,
- k) karty przełączeń,
- l) ewidencję założonych uziemień,
- m) programy łączeniowe.

III.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.

III.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.

### **III.1.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych**

III.1.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy mogą uzyskać informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej w zakresie ograniczonym bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

III.1.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:

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

III.1.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w p.III.1.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową organizację prac eksploatacyjnych.

III.1.7.4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.1.7.5. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.

### **III.1.8. Ochrona środowiska naturalnego**

III.1.8.1. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.

III.1.8.2. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne wpływające na ograniczenie zagrożenia środowiska naturalnego wywołanego pracą urządzeń elektrycznych.

III.1.8.3. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska przy utylizacji substancji szkodliwych wykorzystywanych w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej oraz zgodną z przepisami ochrony środowiska wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej.

III.1.8.4. Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

### **III.1.9. Ochrona przeciwpożarowa**

III.1.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

III.1.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

### **III.1.10. Planowanie prac eksploatacyjnych**

III.1.10.1. Podmioty zaliczane do 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.

III.1.10.2. 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 VI.6.

III.1.10.3. 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 VI.6.

### **III.1.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac**

III.1.11.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, obowiązujące osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.

III.1.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać

określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni na zajmowanych stanowiskach.

## **III.2. ZASADY DOKONYWANIA OGŁĘDZIN, PRZEGLĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO ORAZ KONSERWACJI I REMONTÓW**

### **III.2.1. Oględziny sieci elektroenergetycznej**

III.2.1.1. Oględziny elektroenergetycznej linii i sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.

III.2.1.2. Oględziny linii napowietrznych o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV są przeprowadzane nie rzadziej niż raz na 5 lat.

III.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 podwieszanej linii światłowodowej wraz z osprzętem lub innych systemów łączności montowanych na linii,
- d) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
- e) stan odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
- f) stan instalacji linii,
- g) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
- h) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
- i) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
- j) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
- k) wpływ na konstrukcje linii działania wód lub osiadania gruntu.

III.2.1.4. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane:

- a) nie rzadziej niż raz na 5 lat, dla kabli o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV w zakresie widocznych elementów linii kablowej.

III.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.

III.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 2 lata,
- c) stacji słupowych SN/nN – nie rzadziej niż raz na 5 lat.

III.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) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
- h) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
- i) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- j) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
- k) poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach.

III.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) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
- j) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepek i układów automatyki łączeniowej,
- k) stan dróg, przejść, pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- l) stan fundamentów, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
- m) stan: ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
- n) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
- o) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
- p) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

### **III.2.2. Przeglądy sieci elektroenergetycznej**

III.2.2.1 Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w p. III.2.1.3,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w odrębnych instrukcjach
- c) konserwacje i naprawy.

III.2.2.2 Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w p. III.2.1.5,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w odrębnych instrukcjach,
- c) konserwacje i naprawy.

III.2.2.3 Przegląd urządzeń stacji obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w p. III.2.1.8,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w odrębnych instrukcjach,
- 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.

### **III.2.3. Ocena stanu technicznego sieci elektroenergetycznej.**

III.2.3.1. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego 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.VI.5,
- c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
- d) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
- e) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów konserwacyjnych napraw i remontów,
- f) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,

### **III.2.4. Remonty sieci elektroenergetycznej.**

III.2.4.1. Remonty sieci dystrybucyjnej przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.

### **III.2.5. Oględziny, przeglądy, ocena stanu technicznego i remonty instalacji**

III.2.5.1. Oględziny, przeglądy, oceny stanu technicznego i remonty instalacji są dokonywane zgodnie z odrębnymi przepisami.

## **IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

### **IV.1. STAN ZAGROŻENIA KSE, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE**



- IV.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. W szczególnych przypadkach operator systemu przesyłowego może ogłosić stan zagrożenia KSE.
- IV.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:
- brakiem mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych, pokrywającej zapotrzebowanie energii elektrycznej oraz zapewniającej odpowiedni poziom rezerwy mocy, przy uwzględnieniu salda mocy wymiany międzysystemowej,
  - 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,
  - niedyspozycyjnością systemowej infrastruktury technicznej, wymaganej dla sterowania pracą KSE w czasie rzeczywistym.
- IV.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 oraz część szczegółowa IRiESD „Regulamin rynku lokalnego oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Zasady zmiany sprzedawcy przez odbiorców końcowych” .
- IV.1.4. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w p. IV.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania stanu zagrożenia KSE. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.
- IV.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 nie powodujących wystąpienia stanu zagrożenia KSE bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

IV.1.6. Operator systemu dystrybucyjnego wraz z operatorem systemu przesyłowego podejmują, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji stanu zagrożenia KSE, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

## **IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

IV.2.1. Operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.

IV.2.2. Operator systemu dystrybucyjnego dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej

## **IV.3. ZASADY POSTĘPOWANIA PRZY WYSTĄPIENIU ZAGROŻEŃ CIĄGŁOŚCI DOSTAW LUB WYSTĄPIENIU AWARII**

IV.3.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

a) tryb normalny,

b) tryb awaryjny.

IV.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.

IV.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

IV.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.
- IV.3.5. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców objętych ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW.
- IV.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 odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych, a także z operatorem systemu przesyłowego.
- IV.3.7. W ramach działań, o których mowa w p. IV.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,
- IV.3.8. Operatorzy systemów dystrybucyjnych uzgadniają plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego.
- IV.3.9. Ograniczenia wprowadzane zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej określa się w stopniach zasilania od 11 do 20.
- IV.3.10. Operator systemu dystrybucyjnego określa wykaz odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- IV.3.11. Operator systemu dystrybucyjnego powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o przyjętym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o jego corocznych aktualizacjach.
- IV.3.12. Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:
- a) przygotowanie przez operatora systemu dystrybucyjnego dla odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z uwzględnieniem określonej przez odbiorcę wielkości mocy bezpiecznej,

- b) uzgodnienie planu wprowadzanie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego,
  - c) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do operatora systemu przesyłowego przez operatora systemu przesyłowego uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- IV.3.13. Powiadomienie odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o procedurze wprowadzania ograniczeń wg trybu normalnego, o którym mowa w p. IV.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.
- IV.3.14. 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.
- IV.3.15. 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.
- IV.3.16. Wyłączenia awaryjne lub katastrofalne odbiorców realizuje się na polecenie operatora systemu przesyłowego.
- Wyłączenia awaryjne i katastrofalne mogą być wprowadzone na polecenie operatora systemu dystrybucyjnego w przypadku zagrożenia życia i mienia ludzi, możliwości wystąpienia lub wystąpienia awarii sieciowej. W takich przypadkach operator systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany powiadomić o tym służby dyspozytorskie operatora systemu przesyłowego. Załączenia odbiorców, wyłączonych w trybie awaryjnym wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,

- powinny być dokonywane w porozumieniu z operatorem systemu przesyłowego.
- IV.3.17. 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%.
- IV.3.18. 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.
- IV.3.19. Operator systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany do niezwłocznego poinformowania innego operatora systemu dystrybucyjnego o zakresie wprowadzanych ograniczeń wg trybu awaryjnego zgodnie z ustalonymi przez innego operatora systemu dystrybucyjnego procedurami informacyjnymi.
- IV.3.20. 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
- IV.3.21. 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.
- IV.3.22. 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.
- IV.3.23. 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.3.17.

IV.3.24. 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.

## **V. WSPÓLPRACA OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU**

- V.1. Operator systemu dystrybucyjnego współpracuje z następującymi krajowymi operatorami:
- a) operatorem systemu przesyłowego w zakresie ograniczeń systemowych,
  - b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
  - c) operatorami handlowo-technicznymi,
  - d) operatorami handlowymi,
  - e) operatorami pomiarów.
- V.2. Operator systemu dystrybucyjnego współpracuje z innymi operatorem systemu dystrybucyjnego w celu określenia:
- a) układów pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy w zakresie planowania i prowadzenia ruchu tej sieci,
  - b) planów:
    - technicznych w zakresie możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dystrybucyjnym oraz realizacji zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej,
    - zapobiegania awariom i zagrożeniom bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego,
    - usuwania awarii lub zagrożeń w systemie dystrybucyjnym oraz planów odbudowy systemu,
    - rozwoju sieci,
  - c) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci,
  - d) sposobów stosowania układów automatyki zabezpieczeniowej.
- V.3. Zasady i zakres współpracy operatora systemu dystrybucyjnego z innymi operatorem systemu dystrybucyjnego określa oprócz IRiESD również IRiESP.
- V.4. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy sąsiednimi operatorami systemów

dystrybucyjnych są określone w rozdz. II, III i IV i VI, .

- V.5. Współpraca operatora systemu dystrybucyjnego z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części szczegółowej IRiESD. Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
- V.6. Operatorzy handlowo-techniczni 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.

## **VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

### **VI.1. OBOWIĄZKI OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO**

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu operator systemu dystrybucyjnego na obszarze kierowanej przez niego sieci dystrybucyjnej:
- planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
  - prowadzi działania sterownicze, o których mowa w rozdziale VI.2,
  - opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji .
  - zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej, m.in. w zakresie wynikającym z umowy zawartej z innymi operatorem systemu dystrybucyjnego,
  - wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
  - likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe, samodzielnie oraz we współpracy z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
  - zbiera i przekazuje do innego operatora systemu dystrybucyjnego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego.
- VI. 1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych i trzyletnich.
- VI. 1.3. Działania operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej, są ustalane w drodze umowy z innymi operatorem systemu dystrybucyjnego.
- VI.1.4. Operator systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz

uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem innego systemu dystrybucyjnego.

## **VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYS TRYBUCYJNEGO**

- VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale VI.1, operator systemu dystrybucyjnego organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- VI.2.2. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów.
- VI.2.3. Operator systemu dystrybucyjnego przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej,
  - urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
  - liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni operatorzy systemów dystrybucyjnych, na podstawie zawartych umów,
  - czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie o których mowa w p. VI.2.3., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:
- śledzeniu pracy urządzeń,
  - dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych , na podstawie zawartych umów,
  - rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
  - prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.5. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
  - urządzeniami sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
  - czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
  - źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez



podległe mu służby dyspozytorskie.

- VI.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w p. VI.2.5. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:
- bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
  - przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
  - wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.7. Przedmiotem dokumentów, w zależności od potrzeb jest:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
  - organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
  - określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
  - szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w rozdziale VI.1,
  - określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
  - koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
  - wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
  - zakres i tryb obiegu informacji.
  - określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.

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

- VI.3.1. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.
- VI.3.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w zakresie oraz terminach określonych na podstawie umów, są przekazywane do sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego.
- VI.3.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez operatora systemu dystrybucyjnego uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

### **VI.4. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

- VI.4.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym

wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.

- VI.4.2. Operator systemu dystrybucyjnego określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- VI.4.3. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany co 5 lat.
- VI.4.4. 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) rozprędy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
  - e) warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
  - f) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
  - g) nastawienia zaczepów dławików gaszących i wartości prądów jednofazowego zwarcia z ziemią,
  - h) ograniczenia poboru mocy elektrycznej, miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
  - j) harmonogram pracy transformatorów.
  - k) wykaz jednostek wytwórczych w elektrowniach zawodowych i przemysłowych.
  - l) wykaz baterii kondensatorów w stacjach SN/SN.

## **VL5 PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

- VI.5.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje w zależności od potrzeb: roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- VI.5.2. Podmioty zgłaszają operatorowi systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia.
- VI.5.3. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego propozycję

wyłaczenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:

- a) nazwę elementu,
- b) proponowany termin wyłączenia,
- c) operatywną gotowość (minimalny czas przywrócenia elementu do pracy),
- d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
- e) opis wykonywanych prac,
- f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.

VI.5.4. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego wyłączenie o czasie trwania powyżej 3 dni, 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.

VI.5.5. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.

## **VI.6. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY OPERATOROWI SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO**

VI.6.1. Operator systemu dystrybucyjnego otrzymuje od sąsiadującego operatora systemu dystrybucyjnego dane zgodnie z zakresem określonym w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

VI.6.2. Odbiorcy w uzasadnionych przypadkach wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego 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.

VI.6.3. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w zakresie i terminach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego.

## **VII. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ**

**PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I****STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU****VII.1. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ  
PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

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

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

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

VII.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyluczając 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  $\text{tg}\phi$  nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż i 220 kV . W sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

VII.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 220 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

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

równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

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

Warunkiem utrzymania dolnych parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach 1-4, jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku  $\text{tg}\phi$  nie większym niż 0,4.

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

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

VII. 1.6. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów SN/nN określa operator systemu dystrybucyjnego.

VII. 1.7. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez operatora systemu dystrybucyjnego.

VII.1.8. Wymagany czas rezerwowego zasilania potrzeb własnych dla stacji elektroenergetycznych ustala operator systemu dystrybucyjnego.

## VII.2. POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII

**ELEKTRYCZNEJ**

VII.2.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.

**VII.2.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć**

**VII.2.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła**

VII.2.2.1.1. W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym  $<75$  A, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

- a) wartość  $P_{st}$  nie powinna być większa niż 1,
- b) wartość  $P_{It}$  nie powinna być większa niż 0,65,

c) względna zmiana napięcia  $d =$   nie powinna przekraczać 3%  $U_n$  !!!

gdzie:   $U$  - różnica dowolnych dwóch kolejnych skutecznych wartości napięcia fazowego.

VII.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  $P_{It}$  powinna wynosić  $P_{It} = 0,65 P_{st}$ .

**VII.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu**

VII.2.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznym odbiorniki dzieli się wg. następującej klasyfikacji:

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

VII.2.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym  $<16$ A zakwalifikowane do:

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

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	
$15 \leq n \leq 39$		
Harmoniczne parzyste		
2	1,62	
4	0,64	
6	0,45	
$8 \leq n \leq 40$		

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 < n < 39 (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
$X$ - współczynnik mocy obwodu	

VII.2.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A

Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych 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	$\leq 0,6$
23	0,9
25	0,8
27	$\leq 0,6$
29	0,7
31	0,7
$\geq 33$	$\leq 0,6$

### VII.3. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VII.3.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych



- z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
  - 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
  - 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
    - a) 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,
    - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
  - 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
    - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
    - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci,
    - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
  - 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
  - 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
  - 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub

zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowie kompleksowej.

- VII.3.2. Na żądanie odbiorcy operator systemu dystrybucyjnego dokonuje sprawdzenia 10) prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz aktach wykonawczych do niej.

## VIII. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

### VIII.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

**IRiESD** Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

**IRiESD-** Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – część szczegółowa:

**Bilansowanie** bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi

**IRiESP** Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)

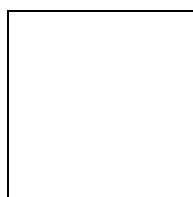
**KSE** Krajowy system elektroenergetyczny

**nN** Niskie napięcie

**OSD** Operator systemu dystrybucyjnego

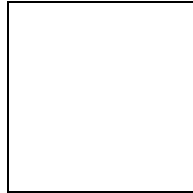
**OSP** Operator systemu przesyłowego

**P<sub>It</sub>** Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P<sub>st</sub>, zgodnie ze wzorem:



gdzie:  $i$  – rząd harmonicznej

<b>Pst</b>	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
<b>SN</b>	Średnie napięcie
<b>SPZ</b>	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.
<b>SZR</b>	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.
<b>THD</b>	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:



gdzie:  $i$  – rząd harmonicznej

$U_h$  – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

**URE** Urząd Regulacji Energetyki

## **VIII.2. POJĘCIA I DEFINICJE**

**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.

**Bilansowanie handlowe** Zgłaszanie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego

przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemów i prowadzenie z nimi rozliczeń różnicy rzeczywistej ilości dostarczonej albo pobranej energii elektrycznej i wielkości określonych w tych umowach dla każdego okresu rozliczeniowego.

### **Grupy przyłączeniowe**

Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:

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

**Instalacje** Urządzenia z układami połączeń między nimi.

**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.

**Miejsce dostarczania** Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.

Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI określa umowa o przyłączeniu,

umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa przesyłowa.

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

- 1) przy zasilaniu z elektroenergetycznej linii napowietrznej przyłączem wykonanym pojedynczymi przewodami fazowymi – zaciski prądowe przewodów przy izolatorach stojaka dachowego lub konstrukcji wsporczej w ścianie budynku, na wyjściu w kierunku instalacji odbiorcy;
- 2) przy zasilaniu kablem ziemnym lub przyłączem kablowym z linii napowietrznej – zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu, w kierunku instalacji odbiorcy;
- 3) przy zasilaniu przyłączem napowietrznym, wykonanym wielożyłowym przewodem izolowanym – zaciski prądowe, o których mowa w pkt 1, lub zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu w kierunku instalacji odbiorcy, w zależności od przyjętego rozwiązania technicznego;
- 4) w budynkach wielolokalowych – zaciski prądowe na wyjściu od zabezpieczeń głównych w złączu, w kierunku instalacji odbiorców;
- 5) w złączu zintegrowanym z układem pomiarowo-rozliczeniowym – zaciski na listwie zaciskowej w kierunku instalacji odbiorczej,

**Miejsce przyłączenia**

Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.

**Moc bezpieczna**

Moc czynna określona przez odbiorcę, przy której wprowadzane ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie powodują zagrożenia bezpieczeństwa osób, uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,

**Moc przyłączeniowa**

Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.

**Moc umowna**

Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:

- a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich

wartości tej mocy, w okresie 15 minut,

- b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny,
- c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny..

### **Nielegalne pobieranie energii elektrycznej**

Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.

### **Niskie napięcie**

Napięcie nie wyższe niż 1 kV.

### **Normalny układ pracy sieci**

Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.

### **Obrót energią elektryczną**

Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.

### **Odbiorca**

Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.

### **Operator systemu**

#### **przesyłowego**

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

### **Operator systemu**

#### **dystrybucyjnego**

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w

---

	systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
<b>Programy łączeniowe</b>	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.
<b>Przedsiębiorstwo energetyczne</b>	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
<b>Przedsiębiorstwo obrotu</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
<b>Przylącze</b>	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.
<b>Sieć</b>	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
<b>Sieć przesyłowa</b>	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
<b>Sieć dystrybucyjna</b>	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego..
<b>Sprzedawca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie

	energią elektryczną.
<b>Stan zagrożenia KSE</b>	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
<b>System elektroenergetyczny</b>	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
<b>Średnie napięcie</b>	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
<b>Układ pomiarowo- - rozliczeniowy</b>	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
<b>Układ pomiarowo- -rozliczeniowy podstawowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
<b>Układ pomiarowo- - rozliczeniowo rezerwowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
<b>Układ pomiarowo- rozliczeniowy równoważny</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
<b>Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny</b>	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.
<b>Urządzenia</b>	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
<b>Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu FS</b>	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity



	przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
<b>Wyłączenie awaryjne</b>	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
<b>Wysokie napięcie</b>	Napięcie 110 kV.
<b>Wytwórca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
<b>Zarządzanie ograniczeniami systemowymi</b>	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w świadczonych usługach 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.

## DOSTARCZAJĄCYCH ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.

Lp.	Węzeł zasilający w ArcelorMittal	Przyłącze	Podstacja - cela	Stacja zasilająca odbiorców (firmy)
1.	I	Nr 1	P50 c. 25	T10, T12, T24a, T25a, T30, T31a, T33a
		Nr 2	P71 c. 15	j. w
2.	II	Nr 3	P34 c.75	T62, T63, T72, T83, T84, I MB
		Nr 4	P32 c. 34	j. w
3.	III	Nr 5	P42 c. 35	T32, T35a, T36 GiD, T37, T38
		Nr 6	P42 c.6	j. w
4.	IV	Nr 7	P73 c.5	T91

Załącznik nr 2  
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

**SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK  
WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

Załącznik nr 3  
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

## **KARTY AKTUALIZACJI**

