

ENEA Operator Sp. z o.o.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ OGÓLNA

Zatwierdzona Uchwałą Zarządu ENEA Operator Sp. z o.o. nr 14/2007 z
dnia 04.07.2007r.

Obowiązuje od dnia 04.07.2007r.

Zmieniona Uchwałą Zarządu ENEA Operator Sp. z o.o. nr 523/2008 z
dnia 18.09.2008r.

Zmiany obowiązują od dnia 10.10.2008r.

SPIS TREŚCI

	Wprowadzenie	3
I.	Postanowienia ogólne	6
II.	Przylączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich	1
	0	
	II.1. Zasady przylączenia	1
	0	
	II.2. Zasady wzajemnego przylączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych	1
	5	
	II.3. Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej	1
	6	
	II.4. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich	1
	8	
	II.5. Dane przekazywane do operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przylęczone i przylęczone do sieci dystrybucyjnej	2
	8	
III.	Eksplotacja urządzeń, instalacji i sieci	3
	3	
	III.1. Zasady i standardy techniczne eksploatacji	3
	3	
	III.2. Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów	3
	9	
IV.	Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	4
	5	
	IV.1. Stan zagrożenia KSE, awaria sieciowa i awaria w systemie	4
	5	
	IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej	4
	6	
	IV.3. Zasady postępowania przy wystąpieniu zagrożeń ciągłości dostaw lub wystąpieniu awarii	4
	6	
V.	Współpraca operatora systemu dystrybucyjnego z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu	5
	0	
VI.	Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej	5
	1	
	VI.1. Obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego	5
	1	
	VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego	5
	2	
	VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej	5
	4	
	VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany międzysystemowej	5
	5	
	VI.5. Programy pracy sieci dystrybucyjnej	5
	5	
	VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	5

VI.7. Programy łączeniowe	6
VI.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej	5
VI.9. Dane przekazywane przez podmioty operatorowi systemu dystrybucyjnego	8
VI.10. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi	5
VII. Parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców.	9
VII.1. Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej	6
VII.2. Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej	1
VII.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	6
Załącznik nr 1 Karty aktualizacji.	5
Załącznik nr 2 Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonania.	8
Załącznik nr 3 Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej.	6

WPROWADZENIE

Sieć dystrybucyjna ENEA Operator Sp. z o.o. składa się z linii i stacji elektroenergetycznych o napięciach znamionowych 110 kV, 40 kV, 30 kV, 20 kV, 15 kV, 6 kV oraz 0,4 kV.

Elektroenergetyczna sieć dystrybucyjna na napięciu znamionowym 110 kV jest połączona:

1) z siecią przesyłową Polskich Sieci Elektroenergetycznych za pośrednictwem następujących stacji elektroenergetycznych:

- stacja 400/220/110 kV Plewiska
- stacja 220/110 kV Krzewina
- stacja 220/110/15 kV Czerwonak
- stacja 220/110/15 kV Poznań Południe
- stacja 220/110/15 kV Leszno Gronowo
- stacja 220/110 kV Jasiniec
- stacja 220/110 kV Bydgoszcz Zachód
- stacja 220/110 kV Glinki
- stacja 220/110 kV Morzyczyn
- stacja 220/110 kV Police
- stacja 220/110 kV Gorzów
- stacja 220/110 kV Leśniów Wielki
- stacja 220/110 kV Dolna Odra/Krajnik

2) z siecią dystrybucyjną innych przedsiębiorstw za pośrednictwem następujących linii elektroenergetycznych:

- 110 kV Kruszwica - Piotrków Kujawski
- 110 kV Gniewkowo - Ciechocinek
- 110 kV Świecie - Chełmno
- 110 kV Warlubie - Strzemięcín
- 110 kV Żur - Strzemięcín
- 110 kV Warlubie - Majewo
- 110 kV Chojnice Kościerska - Człuchów
- 110 kV Łobez - Białogard
- 110 kV Trzebiatów - Kołobrzeg
- 110 kV Węgorzyno - Drawsko
- 110 kV Okonek - Szczecinek Leśna
- 110 kV Wschowa - Huta Głogów 2
- 110 kV Bytom Odrzański - Żukowice

- 110 kV Sława - Żukowice
- 110 kV Szprotawa - Przemków
- 110 kV Rawicz - Żmigród
- 110 kV Pakość - Pątnów
- 110 kV Janikowo - Pątnów
- 110 kV Mogilno - Pątnów
- 110 kV Gniezno Wschód - Witkowo
- 110 kV Września - Słupca
- 110 kV Pępowo - Krotoszyn Południe
- 110 kV Jankowa Żagańska - Bolesławiec

3) z wytwórcami:

- Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A. (ZEC-P S.A.) za pośrednictwem stacji elektroenergetycznej 110/15 kV EC II Karolin;
- Zespołem Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A. (ZEC-B S.A.) za pośrednictwem stacji elektroenergetycznej EC II Bydgoszcz 110/15 kV;
- Zespołem Elektrowni Dolna Odra S.A. (ZEDO S.A.) za pośrednictwem stacji: EC Szczecin, EC Pomorzany i Dolna Odra;
- Elektrociepłownią „Gorzów” S.A. (ECG S.A.) za pośrednictwem transformatorów 110/6/6/ kV i 110/11,5 kV.

P S E O P E R A T O R	220 kV	110 kV	
	Jasieniec AT1, AT2	Łobez- Białogard	Koncern Energetyczny ENERGA
	Bydgoszcz Zachód AT1	Trzebiatów- Kołobrzeg	
	Gorzów AT1, AT2	Węgorzyno- Drawsko	
	Glinki AT1	Okonek- Szczecinek Leśna	
	Morzyca AT1, AT2	Chojnice- Człuchów	
	Police AT1, AT2	Warlubie- Majewo	
	Dolna Odra AT1	Czersk Tr1, Tr2	
		Karczyn- Piotrków Kujawski	
		Gniewkowo- Ciechocinek	
		Świecie- Chełmno	
		Przechowo Tr1	
		Warlubie- Strzemięcín	
		Żur- Strzemięcín	
		Mogilno- Pątnów	
		Gniezno Wschód- Witkowo	
		Pępów- Krotoszyń	
		Września- Słupca	
			Koncern Energetyczny Energia Pro
	Plewiska Tr 3		Zespół Elektrowni Dolna Odra Moc zainst. 430 MW
	Plewiska AT2, AT4		
	Krzewina AT1, AT2		
	Poznań Pd. AT		
	Czerwonak AT1		
	Leszno Gronowo AT1		DALKIA Poznań EC- 2 Karolin Moc zainst. 275 MW
	Leśniów Wielki AT1, AT2		EC- 2 Bydgoszcz Moc zainst. 160 MW
			ECG S.A. Gorzów Moc zainst. 127 MW

Rys.1. Schemat blokowy połączeń sieci dystrybucyjnej, której ruch i eksploatację prowadzi ENEA Operator z siecią przesyłową i sieciami dystrybucyjnymi innych przedsiębiorstw.

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1. ENEA Operator Sp. z o.o. jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.2. ENEA Operator Sp. z o.o. 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),
 - c) koncesję ENEA Operator Sp. z o.o. na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/50/13854/W/2/2007/PKo wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 28 czerwca 2007 r.;
 - d) wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
 - e) wymagania zawarte w ustawie z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2000r. Nr 106, poz. 1126 wraz z późniejszymi zmianami).
 - f) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 1999r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych, Dz.U.99.80.912
- 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, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
 - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
 - 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w

zakresie koordynowanej sieci 110 kV,

- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,

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 odpowiedzialna ENEA Operator Sp. z o.o. , niezależnie od praw własności.

I.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

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

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- 3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców;
- 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym;
- 5) wytwórców posiadających jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

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

- a) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
- b) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,

- c) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- d) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
- e) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
- f) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z:
 - niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu,
 - zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- g) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
- h) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
- i) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
- j) współpracę z operatorem 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,
- k) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
- l) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
- m) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla

koordynowanej sieci 110 kV.

- I.9. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego, w sposób zapewniający bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego i równe traktowanie stron.
- I.10. Operatorzy systemów dystrybucyjnych ponoszą odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.
- I.11. Operator systemu przesyłowego ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań, w tym także działań wynikających z koordynowania prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowania mocą jednostek wytwórczych o których mowa w p.I.9.
- I.12. 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 energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- I.13. 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.14. W zależności od potrzeb operator systemu dystrybucyjnego przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.15. Aktualizacja IRiESD jest dokonywana poprzez wydanie karty aktualizacji lub poprzez opracowanie i wydanie nowej IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.
- I.16. Karta aktualizacji IRiESD powinna zawierać w szczególności:
 - 1) datę wprowadzenia w życie aktualizacji,
 - 2) liczbę porządkową kolejnych zmian, wraz z jednoznacznym określeniem miejsca zmiany oraz zmienionym tekstem,
 - 3) 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 1 do IRiESD.
- I.17. Operator systemu dystrybucyjnego informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączanie 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.

Kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz warunki przyłączenia do sieci .

Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy, zwane dalej "grupami przyłączeniowymi", według następujących kryteriów:

- 1) grupa I - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 2) grupa II - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
- 3) grupa III - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV;
- 4) grupa IV - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci 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;
- 5) grupa V - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci 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;
- 6) grupa VI - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

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, zgodnego ze wzorem obowiązującym u danego operatora systemu dystrybucyjnego,

- 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 i przyłączanych instalacji,
- 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 urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

Wymóg ten stosuje się również w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu.

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:

- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z obiektu budowlanego, nieruchomości, w których używane będą przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci.
- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- c) wyciąg ze sprawozdania z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe, jeżeli wniosek dotyczy przyłączenia farm wiatrowych
- d) ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z operatorem na obszarze którego ma nastąpić przyłączenie, jeżeli wniosek składają podmioty zaliczane do II grupy przyłączeniowej. Ekspertyza ta jest podstawą określenia warunków przyłączenia.

Ekspertyza nie jest wymagana dla jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW gdy wniosek składa wytwórca, oraz nie większej niż 5 MW łącznej mocy przyłączeniowej jeżeli wniosek składa odbiorca końcowy.

II.1.7. 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 przyłącze 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) granicę własności
- 7) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 8) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego w tym m.in. transmisji danych pomiarowych,
- 9) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

Ponadto warunki przyłączenia, odpowiednio do potrzeb określają w szczególności:

- 1) dane umożliwiające określenie w miejscu dostarczania:
 - a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
- 2) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 3) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - c) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - d) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
- 4) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 5) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

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, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV.

- 2) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV.
- 3) 3 miesiące od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do II grupy przyłączeniowej.

II.1.9. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich określenia.

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. Warunki przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów do koordynowanej sieci 110 kV, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV oraz połączenia koordynowanej sieci 110 kV między OSD wymagają uzgodnienia z OSP.

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.

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

II.1.14. Uzgodnienie, o którym mowa w p. II.1.13 obejmuje:

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

II.1.15. Uzgodnienie, o którym mowa w p. II.1.13 jest realizowane po przekazaniu przez operatora systemu dystrybucyjnego do operatora systemu przesyłowego, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:

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

II.1.16. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

- II.1.17. 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
 - 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 odbieranej lub pobieranej,
 - 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.1.18. 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.1.19. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w p. II.1.18, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.20. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną operatora systemu dystrybucyjnego są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej.
- II.1.21. Warunek, o którym mowa w p. II.1.20 nie dotyczy sieci dystrybucyjnej tworzącej oddzielny obszar regulacyjny.
- II.1.22. 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.1.23. 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.1.24. 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.1.25. 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.

II.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 przesyłowego w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 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,
- 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 odbiór 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. W ww. zawiadomieniu OSD 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 umożliwiając odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej, uzgadnia z operatorem systemu dystrybucyjnego tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- 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. Operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów o których mowa w p.II.1.13.
- II.3.1.8. W niezbędnych przypadkach operator systemu dystrybucyjnego zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej, określające w szczególności:
 - a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - b) termin odłączenia,
 - c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony operatora systemu dystrybucyjnego za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
 - e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.
- II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w p.II.1.
- II.3.1.10. Odbiorca informuje swego sprzedawcę energii elektrycznej o zamiarze i planowanym terminie odłączenia się od sieci dystrybucyjnej.

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

II.3.2.1. Operator systemu dystrybucyjnego może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p.II.1.18, 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 braku zgody 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 dystrybucji 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. Odbiorca niezwłocznie informuje swego sprzedawcę energii elektrycznej o fakcie wstrzymania przez OSD dostarczania energii elektrycznej w związku z zaistnieniem powodów o których mowa w p. II.3.2.1. lub II.3.2.2.

II. 4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

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. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w p.II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.
- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub p.VII.2., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w p.VII. niniejszej IRiESD.

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

- II.4.2.1. Urządzenia przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.2.2. Czasy trwania zwarć wyłączanych przez zabezpieczenie podstawowe w strefie podstawowej w urządzeniach przyłączonych do sieci 110 kV mają być nie dłuższe niż 150 ms.
- II.4.2.3. Czas wyłączania zwarć w urządzeniach przyłączonych do sieci 110 kV przez zabezpieczenie rezerwowe ma być nie dłuższy niż ustalony przez operatora systemu dystrybucyjnego.
- II.4.2.4. Operator systemu dystrybucyjnego określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci 110 kV są akceptowane przez operatora systemu przesyłowego.
- II.4.2.5. Urządzenia pierwotne przyłączone bezpośrednio do sieci 110 kV, powinny być wyposażone w układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Czasy likwidacji zwarć przez układy rezerwy lokalnej nie mogą przekraczać 500 ms.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w

p.II.4.3.1 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 3.

II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w p.II.4.3.2 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.4.3.4. 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.4.3.5. 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.4.3.6. 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 połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich

II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.

II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w p. II.1. IRiESD.

II.4.4.3. W uzasadnionych przypadkach operator systemu dystrybucyjnego może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w p.II.4.4.2.

- II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze winny spełniać wymagania techniczne określone w p.II.4.2 oraz II.4.3. IRiESD.
- II.4.4.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami p. C.3. IRiESD-Bilansowanie.
- II.4.4.6. Operator systemu dystrybucyjnego może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD.
- II.4.4.7. Operator systemu dystrybucyjnego może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących**
- II.4.5.1. Wymagania i zalecenia dotyczące układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.2. Poszczególne elementy sieci dystrybucyjnej należy wyposażać w urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej niezbędne do samoczynnej, selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych.
- Nastawienia automatyk i zabezpieczeń urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej muszą być skoordynowane z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej.
- 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 zmianie warunków przyłączenia oraz przy zmianie warunków pracy sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.3. 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, każde z nich powinno współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi),
 - c) w celu zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeń elektroenergetycznej

automatyki zabezpieczeniowej należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania,

- d) zabezpieczenia podstawowe należy wyposażać w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania,
- e) w uzasadnionych przypadkach należy stosować urządzenia do synchronizacji.

II.4.5.4. Zabezpieczenia i automatyka linii 110 kV

II.4.5.4.1. Zabezpieczenia i automatyki linii 110 kV należy dostosować do sposobu pracy i parametrów linii.

II.4.5.4.2. Linie o napięciu 110 kV pracujące w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

- a) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe lub odległościowe,
- b) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe lub reagujące na zwarcie z ziemią. W przypadku, gdy zabezpieczenie odcinkowe jest zabezpieczeniem podstawowym, jako rezerwowe należy stosować zabezpieczenie odległościowe,
- c) urządzenia automatyki 3 faz SPZ (dla linii napowietrznych),
- d) w uzasadnionych przypadkach urządzenia synchronizacji np. w węzłach sieci połączonych liniami 110 kV bezpośrednio z elektrowniami.

II.4.5.4.3. Linie o napięciu 110 kV pracujące w układzie promieniowym wyposaża się w:

- a) zabezpieczenie podstawowe – odległościowe lub nadprądowe
- b) zabezpieczenie rezerwowe reagujące na zwarcia z ziemią,
- c) urządzenia automatyki 3 faz SPZ (dla linii napowietrznych).

II.4.5.4.4. Linie blokowe wyposaża się w:

- a) dwa zabezpieczenia podstawowe umożliwiające wyłączenia 3 fazowe,
- b) zabezpieczenie reagujące na zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej,
- c) elementy układów APKO, jeśli są wymagane,
- d) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.

Wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3 fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego.

II.4.5.5. Zabezpieczenia i automatyki transformatorów mocy 110kV/SN

II.4.5.5.1. Transformatory mocy dwu i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w następujące układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej:

- a) zabezpieczenia podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze (zwarciowo-prądowe, a dla transformatorów powyżej 5 MVA różnicowe),
- 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 zaczepów, ciśnieniowy zawór bezpieczeństwa
- f) zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne powinny działać na wyłączenie,

II.4.5.5.2. Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:

- a) utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zaczepów,
- b) kontrola prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.

II.4.5.6. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażać należy w następujące układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej:

- a) zabezpieczenie podstawowe, działające na wyłączenie 3 fazowe własnego wyłącznika,
- b) dodatkowy zestaw zabezpieczeń i automatyk umożliwiający realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych przy użyciu pola łącznika szyn do zastąpienia innego pola.

II.4.5.7. Szyny zbiorcze rozdzielni oraz stacji o górnym napięciu 110 kV, dla których z warunków zachowania równowagi dynamicznej wynika konieczność zastosowania zabezpieczenia szyn, należy wyposażać w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarc zlokalizowanych między wyłącznikiem, a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

W stacjach uproszczonych typu „H” dopuszcza się możliwość rozwiązania automatyki szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.

II.4.5.8. Nowobudowane, przebudowywane i remontowane rozdzielnie 110 kV systemu dystrybucyjnego należy wyposażać w niezależne układy zabezpieczenia szyn zbiorczych i układy lokalnego rezerwowania wyłączników. Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Ponadto:

- a) do kontroli wyłączenia się wyłącznika powinno być stosowane kryterium prądowe lub wyłącznikowe, przy wykorzystaniu styków sygnałowych wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach oba te kryteria,
- b) wyłączenie odpowiedniego systemu szyn, powinno być poprzedzone

sterowaniem uzupełniającym poprzez element układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej przypisany polu, w którym nastąpiło zawiedzenie wyłącznika.

- II.4.5.9. Łącza 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.4.5.10. Rejestratory zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz wyłączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach system rejestracji zakłóceń powinien obejmować rejestrację przebiegów, zakłóceń mających wpływ na pracę całej rozdzielni 110 kV.
- II.4.5.11. Linie SN wyposaża się w:
- zabezpieczenia od zwarć wielofazowych działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii,
 - 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 przekraczaniu maksymalnych prądów zwarcia doziemnego,
 - pola linii napowietrznych i napowietrzno – kablowych SN powinny być wyposażone w układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania.
- II.4.5.12. Transformatory olejowe SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w następujące układy automatyki zabezpieczeniowej:
- zabezpieczenie reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze (zabezpieczenie różnicowe dla transformatorów powyżej 5 MVA lub zwarciowo – prądowe bezzwłoczne) działające na wyłączenie,
 - zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od zwarć zewnętrznych działające na wyłączenie,
 - zabezpieczenia fabryczne transformatora,
 - układ sygnalizujący przeciążenie transformatora.
- II.4.5.13. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:
- zabezpieczenie rezerwujące działanie zabezpieczeń nadprądowych w polach odpływowych,
 - zabezpieczenie zwarciooprądowe działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie,
 - w sieci z rezystorem wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub dedykowany impuls wyłączający od transformatora uziemiającego.

- II.4.5.14. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:
 - a) zanik napięcia na szynach SN,
 - b) zwarcia doziemne w zasilanej sieci SN.
- II.4.5.15. Pola SN baterii kondensatorów wyposaża się w następujące zabezpieczenia:
 - a) nadprądowe od przeciążeń i zwarć zewnętrznych działające na wyłączenie baterii,
 - b) od zwarć wewnętrznych działające na wyłączenie baterii,
 - c) nadnapięciowe.
- II.4.5.16. 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 zwarć wewnętrznych i zewnętrznych.
- II.4.5.17. Pola linii odpływowych rozdzielni SN w stacjach 110kV/SN powinny posiadać nawiązanie do obwodów dwustopniowej automatyki SCO i SPZ/SCO z możliwością ich zablokowania.
- II.4.5.18. Rozdzielnia SN w stacjach 110 kV/SN posiadająca przynajmniej dwa zasilania powinna być wyposażona w automatykę SZR.
- II.4.5.19. Operator systemu dystrybucyjnego określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatyk i zabezpieczeń oraz środków ochrony przeciwporażeniowej stosowanych przez odbiorców przyłączonych do sieci SN i nN, przy wydawaniu warunków przyłączania oraz zmianie warunków pracy sieci dystrybucyjnej.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

- II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują operatora systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.6.2. Należy dążyć, aby wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110kV i wyższym były wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemechaniki stacji elektroenergetycznych z obsługą.
- II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:
 - a) Obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
 - b) Obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączny

transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,

- c) Systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
- d) Połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
- e) Należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
- f) Protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- g) Należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i nadrzędnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

II.4.6.4. Nowobudowane, przebudowywane i remontowane rozdzielnie 110kV powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych ,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizacją zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- c) Telemetrię:
 - pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.5. Rozdzielnie 110kV podmiotów zewnętrznych powinny umożliwiać retransmisję do dyspozycji prowadzącej ruch tej sieci co najmniej następujących informacji:

- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110kV,
- b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
- c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
- d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.6. Nowobudowane, przebudowywane i remontowane rozdzielnie SN w stacjach 110kV/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) Telesygnalizację:

- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
- stanu automatyk stacyjnych,
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizacją zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.7. Urządzenia telemechaniki winne być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej winne być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 6 godz., natomiast systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane napięciem bezprzerwowym zapewniającym nieograniczony czas zasilania (układ z stacjonarnym lub przewoźnym agregatem prądotwórczym).

II.4.7. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych.

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

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.5.1.2. Jednostki wytwórcze oraz elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

- II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:
- a) schematy główne układów elektrycznych,
 - b) dane jednostek wytwórczych,
 - c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy 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.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:
- a) nazwę węzła,
 - b) rodzaj i schemat stacji,
 - c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
 - d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych

jednostek wytwórczych,

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

II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

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

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- c) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
- d) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- e) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- f) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- g) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- h) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- i) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego

jest przyłączony transformator,

- j) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- k) moc czynną potrzeb własnych,
- l) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- m) maksymalną generowaną moc czynną,
- n) minimalną generowaną moc czynną,
- o) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- p) statyzm turbiny,
- q) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- r) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.5.2.7. 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 jednostkach wytwórczych,
- b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- c) informacje o zawarciu kontraktów na zakup energii elektrycznej,
- d) informacje o wymianie międzysystemowej,
- e) informacje o projektach zarządzania popytem,
- f) inne dane w zakresie uzgodnionym przez operatora systemu dystrybucyjnego i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej.

II.5.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w p.II.5.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,
- d) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
- e) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
- f) przewidywane nakłady inwestycyjne na modernizację lub budowę nowych jednostek wytwórczych,
- g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,

- h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
 - i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
 - j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.
- II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w p.II.5.3.1:
- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w p.II.5.3.1, obejmują:
- a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - b) czas obowiązywania kontraktu.
- II.5.3.5. 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.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.
- II.5.4. Dane pomiarowe**
- II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV, dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:
- a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
 - b) napięcia w węzłach sieci,
 - c) rozprawy mocy czynnej i biernej.
- II.5.4.2. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.
- II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają operatorowi systemu dystrybucyjnego wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.
- II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych 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. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej obejmują zagadnienia związane z:
 - a) przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
 - b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
 - c) przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - d) dokonywaniem uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- III.1.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji.
 Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.
- III.1.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz operatorem systemu dystrybucyjnego, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- III.1.1.5. Eksploatacja układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych sieci dystrybucyjnej jest prowadzona zgodnie z zasadami określonymi w innych punktach niniejszej IRiESD oraz przyjętej do stosowania Instrukcji eksploatacji układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych, będącej dokumentem związanym z niniejszą IRiESD.
- III.1.1.6. Podmioty zaliczone do II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączone bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i mocy umownej powyżej 300 kW, opracowują Instrukcję Współpracy Eksploatacyjno – Ruchową (IWER) posiadanych urządzeń, instalacji i sieci, która powinna uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
 Instrukcja wymaga uzgodnienia z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego
- III.1.1.7. Utrzymanie sieci dystrybucyjnej w należytym stanie technicznym jest zapewniane między innymi przez poddanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym.

III.1.2. Przyjmowanie urządzeń i instalacji do eksploatacji

- III.1.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełniania przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków zawartych w punktach II.1, II.2 oraz II.4, warunków określonych w zawartych umowach, warunków technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych, wykonywania i odbioru robót, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Ponadto przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje muszą posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- III.1.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez operatora systemu dystrybucyjnego przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, 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. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji

- III.1.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- III.1.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.

III.1.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych

- III.1.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.
- III.1.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego reguluje umowa.
- III.1.4.3. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

- III.1.4.4. 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.1.5. Dokumentacja techniczna i prawna

- III.1.5.1. Właściciel obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:

- a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację techniczną i prawną,
- b) dla urządzeń – dokumentację techniczną,
- c) dla obiektu budowlanego – książkę obiektu budowlanego wraz z przeglądami budowlanymi (rocznymi i pięcioletnimi) zgodnie z wymogami Prawa Budowlanego.

- III.1.5.2. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

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

- III.1.5.3. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

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

- l) ewidencję założonych uziemień,
- III.1.5.4. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest ustalana przez właściciela. W zależności od potrzeb i rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:
 - a) ogólną charakterystykę urządzenia,
 - b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
 - c) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
 - d) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
 - e) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
 - f) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
 - g) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
 - h) wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
 - i) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
 - j) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
 - k) wymagania związane z ochroną środowiska.
- III.1.5.5. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
 - a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
 - b) stan prawno-własnościowy nieruchomości,
 - c) pozwolenie na budowę,
 - d) prawo do użytkowania – jeżeli jest wymagane.

III.1.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

- III.1.6.1. Operator systemu dystrybucyjnego, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- III.1.6.2. W przypadku powierzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

III.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 i wytwórcy 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. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- III.1.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej spory rozstrzyga operator systemu dystrybucyjnego.
- III.1.7.6. 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. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:
 - a) oględziny, przeglądy oraz pomiary i próby eksploatacyjne,
 - b) konserwacje i remonty,
 - c) prace planowane przez podmioty zaliczane do II, III i VI grupy przyłączeniowej, o ile mogą one mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- III.1.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych operator systemu dystrybucyjnego zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę szkód zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.1.10.3. 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.1.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ustalonego przez operatora systemu dystrybucyjnego w rozdziale VI.6.
- III.1.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale VI.6.

III.1.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

- III.1.11.1. Operator Systemu Dystrybucyjnego stosuje Instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą personel eksploatujący obiekty, urządzenia i instalacje sieci elektroenergetycznych, będące własnością operatora systemu dystrybucyjnego, uwzględniającą wymagania zawarte w rozporządzeniu, o którym mowa w p. I.3.f.
- 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. Ogłędziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

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

III.2.1.2. Planowe ogłędziny linii napowietrznych wykonuje się:

- a) o napięciu znamionowym 110 kV nie rzadziej niż raz w roku,
- b) o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- c) w przypadkach gdy linie te lub ich części są narażone na szczególnie szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, nie rzadziej niż raz w roku.

Doraźne ogłędziny linii wszystkich napięć wykonuje się według potrzeb w celu zlokalizowania uszkodzenia lub ustalenia zakresu podjęcia niezbędnych działań zapobiegawczych przed niewłaściwą jej pracą.

III.2.1.3. Podczas przeprowadzania ogłędzin 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 izolacji 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,
- l) zgodność obiektu z dokumentacją eksploatacyjną.

III.2.1.4. Ogłędziny linii kablowych są przeprowadzane:

- a) nie rzadziej niż raz w roku, dla kabli o napięciu znamionowym 110 kV w zakresie określonym w p.III.2.1.5.,
- b) nie przeprowadza się ogłędzin linii kablowych o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV,

- c) w przypadkach gdy linie kablowe lub jej elementy są narażone na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, niezależnie od napięcia, oględziny należy przeprowadzać nie rzadziej niż raz w roku.
- III.2.1.5. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych 110 kV 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 o napięciu znamionowym 110 kV ze stałą obsługą: w skróconym zakresie – raz na dobę, w pełnym zakresie – nie rzadziej niż raz na kwartał,
 - b) stacji o napięciu znamionowym 110 kV bez stałej obsługi: doraźne w skróconym zakresie – przy każdej bytności na stacji a planowe w pełnym zakresie – nie rzadziej niż raz na kwartał,
 - c) niezależnie od podanych wyżej terminów operator systemu dystrybucyjnego może zdecydować o konieczności wykonania oględzin doraźnych w stacjach o górnym napięciu 110 kV, w przypadku trwających ponad trzy kolejne doby upałów lub mrozów,
 - d) stacji SN/SN – w pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na rok,
 - e) stacji SN/nN – w pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na 5 lat. W przypadkach gdy stacje są narażone na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania – nie rzadziej niż raz na rok.
- 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) działanie rejestratorów zakłóceń,
- h) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
- i) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
- j) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
- k) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- l) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
- m) poziom 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) poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
- j) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
- k) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepów i układów automatyki łączeniowej,
- l) stan dróg, przejść, pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- m) stan fundamentów, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
- n) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
- o) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,

- p) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- q) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
- r) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

III.2.2. Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

- III.2.2.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny spełniać wymagania Prawa Budowlanego i wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci, z uwzględnieniem zapisów dotyczących wykonywania pomiarów i prób określonych w załączniku nr 2.
- III.2.2.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym w p.III.2.1.3.,
 - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 2,
 - c) konserwacje i naprawy.
- III.2.2.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym w p.III.2.1.5.,
 - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 2,
 - c) konserwacje i naprawy.
- III.2.2.4. Przegląd urządzeń stacji obejmuje w szczególności:
 - a) oględziny w zakresie określonym w p.III.2.1.8.,
 - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 2,
 - 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 dystrybucyjnej

- III.2.3.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się

nie rzadziej niż raz na 5 lat.

III.2.3.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:

- a) wyniki oględzin, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
- b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci, o których mowa w p.VI.5,
- c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
- d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
- e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
- f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów konserwacyjnych napraw i remontów,
- g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
- h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

III.2.4. Remonty sieci dystrybucyjnej

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

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

III.2.5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z załącznikiem nr 2 oraz odrębnymi przepisami.

III.2.5.2. Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, sprawdzając w szczególności:

- a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
- b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
- c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
- d) stan ochrony przeciwporażeniowej,
- e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
- f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

III.2.5.3. Przegląd instalacji obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym p. III.2.5.2,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 2,
- c) sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej,
- d) konserwacje i naprawy.

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:
 - a) brakiem mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych, pokrywającej zapotrzebowanie energii elektrycznej oraz zapewniającej odpowiedni poziom rezerwy mocy, przy uwzględnieniu salda mocy wymiany międzysystemowej,
 - b) brakiem dyspozycyjności zdolności przesyłowych, zapewniających dotrzymanie parametrów jakościowo-niezawodnościowych w węzłach odbiorczych lub bezpieczne wyprowadzenie mocy z jednostek wytwórczych, zapewniających zrównoważenie bilansu mocy w KSE,
 - c) niedyspozycyjnością systemowej infrastruktury technicznej, wymaganej dla sterowania pracą KSE w czasie rzeczywistym.
- 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.
- 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 poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy oraz regulacyjnych usług systemowych, w zakresie wynikającym z umowy zawieranej z operatorem systemu przesyłowego.
- IV.2.3. W przypadku braku umowy, o której mowa w p.IV.2.2 odpowiedni poziom oraz struktura rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych są zapewniane zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej przez operatora systemu przesyłowego.

IV.3. 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 wytwórcami i 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,
 - b) stosuje automatykę SCO.
- 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 realizuje w obszarze swojej sieci ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wynikające z decyzji Rady Ministrów.
- IV.3.11. Odbiorcy objęci ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW, przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, przekazują do właściwego operatora systemu dystrybucyjnego informacje dotyczące poboru mocy w przypadku wprowadzania ograniczeń.
- IV.3.12. Operator systemu dystrybucyjnego powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o przyjętym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o jego corocznych aktualizacjach.
- IV.3.13. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:
 - a) wystąpienie operatora systemu dystrybucyjnego do odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, z wnioskiem o określenie wielkości mocy bezpiecznej w przypadku wprowadzania ograniczeń,
 - b) przygotowanie przez operatora systemu dystrybucyjnego wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - c) uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego,
 - d) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i

poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do OSD przez OSP uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

IV.3.14. 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.3.15. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach.

IV.3.16. Zasady i warunki wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są określone przez operatora systemu przesyłowego. Ograniczenia wprowadzane w tym trybie realizuje się jako wyłączenie awaryjne lub katastrofalne oraz samoczynnie za pomocą automatyki SCO.

IV.3.17. Wyłączenia awaryjne lub katastrofalne odbiorców realizuje się na polecenie operatora systemu przesyłowego.

Wyłączenia awaryjne i katastrofalne mogą być wprowadzone na polecenie OSD w przypadku zagrożenia życia i mienia ludzi, możliwości wystąpienia lub wystąpienia awarii sieciowej. W takich przypadkach OSD jest zobowiązany powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP. Załączenia odbiorców, wyłączonych w trybie awaryjnym wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, powinny być dokonywane w porozumieniu z OSP.

IV.3.18. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane w czasie do 1 godziny od wydania polecenia, poprzez wyłączenie linii i stacji SN. Przyjmuje się dziewięciostopniową skalę wyłączeń awaryjnych od A1 do A9. Wyłączenie awaryjne w skali A9 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15%.

IV.3.19. Wyłączenie katastrofalne odbiorcy powinno być zrealizowane w czasie do 30 min. od wydania polecenia, poprzez wyłączenie linii 110 kV i transformatorów 110 kV/SN. Przyjmuje się trójstopniową skalę wyłączeń katastrofalnych od SK1 do SK3. Wyłączenie katastrofalne w skali SK3 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15%.

IV.3.20. Operator systemu przesyłowego w porozumieniu z operatorami systemów dystrybucyjnych ustala wartości obniżenia poboru mocy z sieci przesyłowej przez sieci dystrybucyjne, w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych i katastrofalnych.

IV.3.21. Operator systemu przesyłowego określa zmiany wartości mocy wyłączanych przez

automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych, w terminach do końca marca każdego roku. Wartości mocy są obliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz.

Powyższe wymagania operatorzy systemów dystrybucyjnych realizują do 30 września każdego roku.

- IV.3.22. Operator systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany do niezwłocznego poinformowania operatora systemu przesyłowego o zakresie wprowadzanych ograniczeń wg trybu awaryjnego zgodnie z ustalonymi przez operatora systemu przesyłowego procedurami informacyjnymi.
- IV.3.23. Operator systemu dystrybucyjnego w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- IV.3.24. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
 - a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - b) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - c) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania,
 - d) tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.3.25. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz stan zagrożenia KSE lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub stanu zagrożenia KSE stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, operator systemu dystrybucyjnego udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IV.3.26. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i stanu zagrożenia KSE dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia awaryjne zgodnie z p.IV.3.16.
- IV.3.27. Operator systemu dystrybucyjnego nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanej przez automatykę SCO oraz wyłączeń awaryjnych i katastrofalnych wprowadzanych na polecenie operatora systemu przesyłowego.

V. WSPÓŁPRACA 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,
 - b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - c) operatorami handlowo-technicznymi,
 - d) operatorami handlowymi.
- V.2. Zasady i zakres współpracy operatora systemu dystrybucyjnego z operatorem systemu przesyłowego określa oprócz IRiESD również IRiESP.
- V.3. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych są określone w rozdziałach II, III i IV.
- V.4. Współpraca operatora systemu dystrybucyjnego z operatorami handlowymi i handlowo-technicznymi jest określona w IRiESD-Bilansowanie.
- V.5. Operatorzy handlowi oraz handlowo-techniczni są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.6. Umowy o których mowa w p.V.5 stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje operatorów handlowo-technicznych oraz operatorów handlowych i określają w szczególności.

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:
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - c) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w rozdziale VI.2,
 - d) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania, utrzymywanie rezerw mocy i świadczenie regulacyjnych usług systemowych,
 - e) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej, m.in. w zakresie wynikającym z umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego,
 - f) wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - g) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia KSE, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - h) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju zgodnie z IRiESP.
- VI.1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, miesięcznych, rocznych.
- VI.1.3. Działania operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.1.4. W przypadku, gdy operator systemu dystrybucyjnego i zarządzany przez niego obszar sieci dystrybucyjnej spełniają samodzielnie kryteria współpracy równoległej ustalone przez UCTE i zostanie utworzony tam samodzielny obszar regulacyjny, zasady współdziałania z operatorem systemu przesyłowego, jako koordynatorem KSE i ewentualnie innych systemów regulowane są wg procedur UCTE. Regulacje te muszą uwzględniać polskie uwarunkowania prawne.
- VI.1.5. Dla utworzenia obszarów regulacyjnych operatorzy systemów dystrybucyjnych mogą łączyć części bądź całe obszary sieci dystrybucyjnej, których ruch

prowadzą.

- VI.1.6. Operator systemu przesyłowego koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, określonych w załączniku nr 1.
- VI.1.7. Operator systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatów sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego. Dane niezbędne do określenia nastaw automatów w koordynowanej sieci 110 kV, operator systemu dystrybucyjnego otrzymuje od operatora systemu przesyłowego.

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

- 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. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez operatora systemu dystrybucyjnego i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej (posiadające służby dyspozytorskie), ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.
- VI.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w p.VI.2.2 są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów, o których mowa w p.VI.2.10.
- VI.2.5. Operator systemu dystrybucyjnego przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
 - a) układami pracy sieci dystrybucyjnej,
 - b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD,
 - c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
 - d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni operatorzy systemów dystrybucyjnych, na podstawie zawartych umów,
 - e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w p.VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:
 - a) śledzeniu pracy urządzeń,
 - b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania

operacji ruchowych – z tym że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,

- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

VI.2.7. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

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

VI.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w p.VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:

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

VI.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego w ramach wykonywania funkcji określonych w p. VI.2.5 do VI.2.8. powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. Operator systemu dystrybucyjnego ustala okres ich przechowywania.

VI.2.10. Operator systemu dystrybucyjnego może zawierać umowy regulujące zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Podmioty zaliczane do grup przyłączeniowych II, III i VI, przyłączone bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję współpracy służb Operatora Systemu Dystrybucyjnego z właściwymi służbami tych podmiotów w zakresie należących do nich urządzeń, instalacji i sieci, z uwzględnieniem wymagań określonych w instrukcji opracowanej dla sieci, do której te podmioty są przyłączone.

VI.2.11. Przedmiotem umowy, o której mowa w p.VI.2.10 jest w zależności od potrzeb:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
- b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
- c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
- d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań

- wymienionych w rozdziale VI.1,
- e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - h) zakres i tryb obiegu informacji,
 - i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza i udostępnia koordynacyjne plany produkcji energii elektrycznej oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- VI.3.2. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza i udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem współpracy z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.3.3. Jednostki wytwórcze i odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Jednostki wytwórcze i odbiorców końcowych obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- VI.3.4. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w p.VI.3.4 jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.6. Operator systemu dystrybucyjnego ustala sposób udostępniania planów o których mowa w p.VI.3.1. i p.VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.7. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza i udostępnia plany:
 - a) o których mowa w p.VI.3.1. - do 15 grudnia każdego roku na okres 3 kolejnych lat,
 - b) o których mowa w p.VI.3.2. - do godz. 16:00 doby $n-1$,
- VI.3.8. Operator systemu dystrybucyjnego zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD oraz JWCK. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez operatora systemu

przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia harmonogramy remontów z operatorem systemu przesyłowego.

VI.3.9. Operator systemu dystrybucyjnego przysyła do wytwórców zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:

- a) plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
- b) każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.

VI.3.10. Operator systemu dystrybucyjnego, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, za wyjątkiem jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ PLANY WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ

VI.4.1. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.

VI.4.2. Operator systemu dystrybucyjnego planuje wymianę międzysystemową mocy i energii elektrycznej realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.

VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany międzysystemowej o których mowa w p.VI.4.1. i p.VI.4.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.

VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez operatora systemu dystrybucyjnego uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.5.1. 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.5.2. Operator systemu dystrybucyjnego określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.

VI.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb, powinien obejmować:

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

- c) wartości mocy zwarciovych,
 - d) rozpręwy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - e) dopuszczalne obciążenia,
 - f) warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
 - g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - h) nastawienia zaczeów dławików gaszących,
 - i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - k) charakterystyka odbioru,
 - l) harmonogram pracy transformatorów.
- VI.5.4. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.
- VI.5.5. Programy pracy sieci 110 kV są opracowywane przez operatora systemu dystrybucyjnego do dnia:
- a) 30 października każdego roku - na okres zimowy,
 - b) 30 kwietnia każdego roku - na okres letni.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.6.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczny, miesięczny i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- VI.6.2. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:
- a) plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego na kolejny rok kalendarzowy. W planie rocznym uwzględnia się wyłączenia trwające powyżej 5 dni,
 - b) plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - c) plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.3. Podmioty zgłaszają operatorowi systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem p.VI.6.4.
- VI.6.4. Podmiot opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu dystrybucyjnego w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:
- a) do planu rocznego – w terminie do dnia 15 września roku poprzedzającego na

3 kolejne lata kalendarzowe,

- b) do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- c) do planu dobowego – do godz. 08:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

VI.6.5. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:

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

VI.6.6. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego wyłączenie o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawia celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo zażądać od podmiotu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do operatora systemu dystrybucyjnego w terminie co najmniej 14 dni przed planowanym wyłączeniem.

VI.6.7. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem p.VI.6.8.

VI.6.8. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:

- a) do dnia 10 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
- b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
- c) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.

VI.6.9. Operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego zgłoszonych przez podmioty propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.

VI.6.10. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.7.1. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego, określają przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe.
- VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
 - a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych należy przekazywać do zatwierdzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego w terminie min. 15 dni przed planowaną datą realizacji programu.
- VI.7.5. Operator systemu dystrybucyjnego może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji.
- VI.7.6. Operator systemu dystrybucyjnego zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez operatora systemu dystrybucyjnego uwag do propozycji programu, zgodnie z p.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSD uwag.
- VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP, operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.7.8. Terminy wymienione w punktach VI.7.4., VI.7.5. i VI.7.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

VI.8. ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.8.1. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD lub jednostki wytwórcze uczestniczące w rynku bilansującym inne niż JWCD, biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez operatora systemu przesyłowego w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- VI.8.2. Wytwórcy posiadający JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej, uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.
- VI.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w p.VI.8.1:
- a) czas synchronizacji,
 - b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - c) planowane obciążenie mocą czynną,
 - d) czas odstawienia.
- VI.8.4. Operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego parametry pracy jednostek wytwórczych, o których mowa w p.VI.8.3, w przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, których mocą dysponuje operator systemu przesyłowego.
- VI.8.5. Operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu przesyłowego uzgadniają, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych nie uczestniczących w rynku bilansującym, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- VI.8.6. Operator systemu dystrybucyjnego może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- VI.8.7. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania operatorowi systemu dystrybucyjnego informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.8. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSD.

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY OPERATOROWI SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- VI.9.1. Operator systemu dystrybucyjnego otrzymuje od operatora systemu przesyłowego dane zgodnie z zakresem określonym w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- VI.9.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz w uzasadnionych przypadkach wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci

SN i nN, sporządzają i przesyłają na piśmie do operatora systemu dystrybucyjnego prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego.

- VI.9.3. 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.
- VI.9.4. Wytwórcy, w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego dane niezbędne do opracowania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w p.VI.3.1., w zakresie i terminach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego.
- VI.9.5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje do operatora systemu przesyłowego, dla każdej godziny doby, następujące dane:
 - a) wartości wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze koordynowane określone przez OSP,
 - b) wartość sumaryczną wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze inne niż JWCD i inne niż jednostki wytwórcze koordynowane o których mowa w podpunkcie a).

VI.10. WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI

- VI.10.1 Operator systemu dystrybucyjnego odpowiada za zabezpieczenie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu dla obszaru swojego działania.
- VI.10.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz odbiorcami końcowymi zaliczonymi do I i II grupy przyłączeniowej.
- VI.10.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w p.VI.10.1 zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

VII. Parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców

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 $\tan \phi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV - w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

VII.1.4. Parametry jakościowe Energii elektrycznej dla podmiotów zaliczonych do II grupy przyłączeniowej.

O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, bez zakłóceń dla odbiorców zaliczonych do II grupy przyłączeniowej ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4\%/-6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- 2) w każdym tygodniu 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń $\pm 10\%$ napięcia znamionowego;
- 3) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8 dla sieci o napięciu 110 kV oraz 1 dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
- 4) 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 110 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u _h)
Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u _h)	Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u _h)		
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>21	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	0,2 + 0,5 × $\frac{25}{h}$				

- 5) współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3%;
- 6) warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w pkt 1-5, jest pobieranie przez odbiorcę mocy czynnej nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\tan \phi$ nie większym niż 0,4.

Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych II - parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w ust. 1, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi przez strony w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Parametry jakościowe Energii elektrycznej dla odbiorców zaliczonych do III –V grupy przyłączeniowej.

- 1) Wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund, powinna być zawarta w przedziale:
- a) 50 Hz $\pm$ 1 % (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
- b) 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia;

- 2) w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10 minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłań $\pm 10\%$ napięcia znamionowego;
- 3) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1;
- 4) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10 minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia. zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

- 5) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3% dla sieci o napięciu 110 kV oraz 8 % dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
- 6) 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 $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4.

VII.1.5. W normalnym układzie pracy sieci dystrybucyjnej powinny być spełnione

następujące warunki techniczne:

- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być niższe od dopuszczalnych długotrwale,
- b) napięcia w poszczególnych węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych, zgodnie z p.VII.1.3,
- c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
- d) elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej o mocy osiągalnej równej 50MW lub wyższej powinny pracować, zgodnie z IRiESP, z zapasem równowagi statycznej większym lub równym 10 %, w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20 % zapasem równowagi statycznej.

VII.1.6. Sieć dystrybucyjna 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego nie przekraczał wartości 1,4.

VII.1.7. Spełnienie wymagań określonych w p.VII.1.6 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

$$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

gdzie

X_1 - reaktancja zastępcza dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

X_0 i R_0 - odpowiednio reaktancja i rezystancja dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

VII.1.8. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa operator systemu dystrybucyjnego. W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa się w porozumieniu z OSP.

VII.1.9. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez operatora systemu dystrybucyjnego.

VII.1.10. Każda stacja, w której występuje napięcie znamionowe 110 kV musi mieć zapewnione rezerwowe zasilanie potrzeb własnych, na czas niezbędny dla zachowania bezpieczeństwa jej obsługi w stanach awaryjnych.

VII.1.11. 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.

Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400 V.

Dla grupy przyłączeniowej IV parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji energii.

Dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

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

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

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

- a) przerwy planowanej 16 godzin,
- b) przerwy nieplanowanej 24 godzin;

2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich, w przypadku:

- a) przerw planowanych 35 godzin,
- b) nie planowanej 48 godzin.

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 $\leq 75A$, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

- a) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- b) wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,
- c) względna zmiana napięcia $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3%, gdzie:

ΔU - 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_{lt} powinna wynosić $P_{lt} = 0,65 P_{st}$.

VII.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu.

VII.2.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznych 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 harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16A$ zakwalifikowane do:

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

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

Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym 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
≥ 33	$\leq 0,6$

VII.3. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI ODBIORCÓW

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

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego 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 jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowie kompleksowej.

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

Załącznik nr 1
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

KARTY AKTUALIZACJI

Zatwierdzona Uchwałą Zarządu ENEA Operator Sp. z o.o. nr z dnia

.....

.....

.....

.....

.....

[illegible]

Załącznik nr 2 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

ZAKRES POMIARÓW I PRÓB EKSPLOATACYJNYCH URZĄDZEŃ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH ORAZ TERMINY ICH WYKONANIA.

Uwaga – Badania odbiorcze urządzeń elektroenergetycznych reguluje obowiązująca w ENEA Operator **Ramowa Instrukcja**

Badan odbiorczych Urządzeń Elektroenergetycznych.

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
1.	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji uziemień lub napięć rażenia.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu linii do eksploatacji	Nie rzadziej niż raz na 5 lat oraz po wykonaniu naprawy
2.1.	Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV z izolacją polietylenową	Pomiar rezystancji żył roboczych i powrotnych	Zgodna z danymi wytwórcy	Po naprawie w uzasadnionych przypadkach
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii większa od 1 000 MΩ	Po naprawie
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 15 min. napięcie wyprostowane o wartości równej 3,0 U ₀ , gdzie U ₀ – napięcie między żyłą a ziemią	Po naprawie
		Próba napięciowa powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 10 kV	Po naprawie w przypadkach uzasadnionych technicznie
		Pojemność kabla	95 % wartości określonej w dokumentacji technicznej	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar prędkości propagacji fal dla ustalenia nierównomierności impedancji falowej	Zgodna z dokumentacją techniczną	Po wykonaniu naprawy

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
2.2.	Linie kablowe z izolacją papierową o napięciu znamionowym 30 do 110 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Po naprawie w przypadkach uzasadnionych technicznie
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 °C większa od 50 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Po naprawie
		Pojemność kabla	95 % wartości określonej w dokumentacji technicznej	Po wykonaniu naprawy
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 10 kV	Po wykonaniu naprawy
2.3.	Linie kablowe z izolacją papierową przesyconą o napięciu znamionowym 1 do 30 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 °C większa od 50 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. napięcie wyprostowane 76 kV dla kabli o $U_{zn}=30kV$, 54 kV dla kabli o $U_{zn}=20kV$, 39 kV dla kabli o $U_{zn}=15kV$, 27 kV dla kabli o $U_{zn}=10kV$ i 20 kV dla kabli o $U_{zn}=6kV$	Po wykonaniu naprawy
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	Po wykonaniu naprawy w uzasadnionych przypadkach
2.4.	Linie kablowe z izolacją polietylenową o napięciu znamionowym 1 do 30 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 °C większa od 100 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego wymaganego przy próbie fabrycznej.	Po wykonaniu naprawy
			Dla kabli o izolacji z PE 1,5 U_n dla przypadków uzasadnionych technicznie	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	Po wykonaniu naprawy w uzasadnionych przypadkach.
2.5.	Linie kablowe z izolacją polwinitową o napięciu znamionowym powyżej 1 do 30 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 °C większa od 40 MΩ	Po wykonaniu naprawy.
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego wymaganego przy próbie fabrycznej.	Po wykonaniu naprawy w uzasadnionych przypadkach.
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	Po wykonaniu naprawy w uzasadnionych przypadkach.
2.6.	Linie kablowe o napięciu do 1 kV	Sprawdzenie ciągłości żyły	Brak przerwy w żyłach	Po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20 °C nie mniejsza niż $\frac{10}{\sqrt[3]{S}}$ nie mniej niż 2 MΩ gdzie S – przekrój żyły kabla w mm ²	Po wykonaniu naprawy

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
3.1.	Wyłączniki o napięciu znamionowym od 60 kV do 110 kV	Pomiar rezystancji izolacji głównej wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu do eksploatacji, dla wyłączników małoolejowych rezystancja powinna wynosić co najmniej 50 % wartości rezystancji określonej przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	Po przeglądzie Nie rzadziej niż co 5 lat
		Pomiar rezystancji głównych torów prądowych wyłącznika	Nie więcej niż 120% wartości wymaganej przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
		Pomiar czasów własnych i czasów niejednoczesności otwierania i zamykania wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	W uzasadnionych przypadkach
		Badania gazów wyłączników z gazem SF ₆ ,	Wymagania obowiązujące przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	Zgodnie z DTR
		Badanie oleju w wyłącznikach małoolejowych	Olej wyłącznika o napięciu znamionowym od 40 do 110 kV winien spełniać wymagania w zakresie wyglądu, temperatury zapłonu, napięcia przebicia i rezystywności, jak dla transformatorów o mocy do 100 MVA i napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV	Po przeglądzie wewnętrznym wyłącznika lub po wymianie oleju.
3.2.	Wyłączniki o napięciu znamionowym od 1 kV do 60 kV	Pomiar rezystancji izolacji głównej wyłącznika	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu do eksploatacji, dla wyłączników małoolejowych rezystancja powinna wynosić co najmniej 50 % wartości rezystancji określonej przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	Po przeglądzie Nie rzadziej niż co 5 lat
		Pomiar rezystancji głównych torów prądowych wyłącznika	Nie więcej niż 120% wartości wymaganej przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji	
3.3.	Rozdzielnice kompaktowe o napięciu powyżej 1 kV w izolacji gazowej SF ₆	Badania gazów rozdzielnic z gazem SF ₆ , jeżeli wymaga tego wytwórca	Wymagania obowiązujące przy przyjmowaniu rozdzielnic do eksploatacji	Zgodnie z wymaganiami producenta.
		Kontrola szczelności rozdzielnic z gazem SF ₆ , jeżeli wymaga tego wytwórca	Cięśnienia gazu SF ₆ powinien odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu rozdzielnic do eksploatacji	
4.	Połączenia prądowe w rozdzielniach 110 kV i SN stacji 110 kV/SN i rozdzielniach sieciowych SN/SN	Badanie stanu połączeń prądowych metodą termowizyjną	Metodą termowizyjną przy obciążeniu prądowym nie mniejszym niż 30 % obciążenia znamionowego	Nie rzadziej niż co 5 lat

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
5.	Przekładniki napięciowe, prądowe i zespolone o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych Badania oleju w przekładnikach olejowych niehermetyzowanych, wyposażonych we wskaźniki poziomu oleju, wykonane w razie uzyskania negatywnych wyników pomiaru rezystancji izolacji	70 % wartości wymaganej przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji Olej przekładnika o napięciu znamionowym 110 kV lub niższym powinien spełniać wymagania jak dla transformatorów o mocy do 100 MVA	Nie rzadziej niż co 10 lat, chyba, że instrukcja fabryczna przewiduje inaczej
6.1.	Ograniczniki przepięć i odgromniki WN.	Pomiar rezystancji uziemienia lub rezystancji przejścia do sprawdzonego układu uziomowego Sprawdzenie liczników zadziałań ograniczników przepięć, których zadziałania są rejestrowane i analizowane	Rezystancja uziemienia nie większa niż 5 Ω , a rezystancja przejścia nie większa niż 0,05 Ω Licznik powinien zadziałać przy impulsie prądowym z kondensatora	Nie rzadziej niż co 10 lat, Nie rzadziej niż co 10 lat, chyba, że instrukcja fabryczna przewiduje inaczej
6.2.	Rezystory uziemiające	Sprawdzenie ciągłości połączeń.	Wartości zgodne jak przy przyjmowaniu do eksploatacji	Nie rzadziej niż co 5 lat oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy.
7.	Bateria kondensatorów na napięciu powyżej 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji Pomiar pojemności Pomiar prądu ustalonego	Wartość rezystancji izolacji wykonywanej megaomierzem o napięciu 2,5 kV nie powinna być mniejsza niż 2000 M Ω a) różnica pomiędzy pojemnościami poszczególnych faz baterii, w odniesieniu do największej pojemności nie powinna być większa niż: - 15% dla baterii łączonej w trójkąt, - 5% dla baterii łączonej w gwiazdę, b) różnica pomiędzy pojemnościami grup kondensatorów łączonych szeregowo w jednej fazie nie powinna być większa niż 4% największej pojemności a) Ustalony prąd baterii nie jest większy od 130 % prądu znamionowego b) wartości prądów przewodowych w poszczególnych fazach nie różnią się między sobą więcej niż wynika to z asymetrii napięcia zasilającego i pojemności baterii	Po samoczynnym wyłączeniu, wymianie ogniwa, oraz nie rzadziej niż co 10 lat

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
8.1.	Transformatory suche	Pomiar rezystancji izolacji R_{60}	Wartość rezystancji izolacji jak przy przyjmowaniu do eksploatacji.	Po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy,
		Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora	Nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej eksploatacji
8.2.	Transformatory olejowe o mocy 0,02 – 1,6 MVA oraz dławiki do kompensacji ziemnozwarciowej	Pomiar rezystancji izolacji R_{60}	$R_{60} \geq 35 \text{ M}\Omega$ przy 30°C – dla transformatorów w eksploatacji	Po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy.
		Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora	Nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej pracy z wyjątkiem
		Badanie oleju (nie dotyczy transformatorów hermetycznych) w zakresie: - wyglądu - rezystywności - napięcia przebicia	Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej i zawartość ciał obcych Rezystywność nie niższa niż $2 \times 10^9 \Omega \text{ m}$ przy 50°C Napięcie przebicia nie niższe niż 35 kV przy temp. otoczenia	transformatorów potrzeb własnych i dławików w stacjach 110 kV/SN. Badanie nie rzadziej niż co 5 lat
8.3.	Transformatory olejowe o mocy większej od 1,6 MVA i mniejszej lub równej 100 MVA. Transformatory olejowe o napięciu znamionowym 110 kV	Badania podstawowe		
		– Pomiar rezystancji izolacji	– Rezystancja izolacji w układzie doziemnym $R_{300} \geq 75 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30°C dla uzwojeń o napięciu znamionowym do 40 kV, $R_{300} \geq 100 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30°C dla uzwojeń o napięciu znamionowym powyżej 50 kV, – Rezystancja izolacji w układzie między uzwojeniami $R_{300} \geq 250 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30°C ,	Po postoju bez-napięciowym dłuższym niż 6 tygodni,

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		– Badanie oleju w przypadku nie wątpliwych badań rezystancji izolacji) w zakresie: • Wyglądu • Liczby kwasowej • Temperatury zapłonu • Napięcia przebicia • Rezystywności • Współczynnika stratności $\tan\delta$ • Zawartości wody	• Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej i zawartości stałych ciał obcych • Liczba kwasowa nie wyższa niż 0,4mg KOH/g • Temperatura zapłonu nie niższa niż 130 °C • Napięcie przebicia nie mniejsze niż 40 kV przy odchyleniu standardowym • Rezystywność powyżej 2×10^9 mΩ przy 50 °C • Współczynnik stratności nie wyższy niż 0,1 przy 50 °C i 50 Hz • Zawartość wody niższa od 40 ppm dla transformatorów o mocy od 25 MVA włącznie dla pomiarów metodą K. Fischera w pozostałych przypadkach brak wody	
		Zakres badań: – Pomiar rezystancji izolacji	– Rezystancja izolacji w układzie doziemnym $R_{300} \geq 75 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30 °C dla uzwojeń o napięciu znamionowym do 40 kV, $R_{300} \geq 100 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30 °C dla uzwojeń o napięciu znamionowym powyżej 50 kV, – Rezystancja izolacji w układzie między uzwojeniami $R_{300} \geq 250 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30 °C,	Po pierwszym roku eksploatacji, a następnie nie rzadziej, niż co 3 lata
		– Pomiar prądów magnesujących	– Zgodne z pomiarami fabrycznymi – Brak przerw podczas przełączania poszczególnych zaczepów przełącznika	
		– Pomiar rezystancji uzwojeń	– Rezystancja uzwojeń poszczególnych faz na danym zaczepie nie może różnić się więcej niż o 5 % w stosunku do wartości średniej	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		– Badanie oleju w zakresie: • Wyglądu • Liczby kwasowej • Temperatury zapłonu • Napięcia przebicia • Rezystywności • Współczynnika stratności $\tan\delta$ • Zawartości wody	• Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej i zawartości stałych ciał obcych • Liczba kwasowa nie wyższa niż 0,4mg KOH/g • Temperatura zapłonu nie niższa niż 130 °C • Napięcie przebicia nie mniejsze niż 40 kV przy odchyleniu standardowym • Rezystywność powyżej $2 \times 10^9 \text{ m}\Omega$ przy 50 °C • Współczynnik stratności nie wyższy niż 0,1 przy 50 °C i 50 Hz • Zawartość wody niższa od 40 ppm dla transformatorów o mocy od 25 MVA włącznie dla pomiarów metodą K. Fischera w pozostałych przypadkach brak wody	
		– Analiza chromatograficzna składu gazów rozpuszczonych w oleju dla transformatorów o mocy $\geq 25 \text{ MVA}$ (nie dotyczy transformatorów zalanych płynem R-Temp lub podobnymi płynami stosowanymi w miejsce olejów transformatorowych)	– Dopuszczalne poziomy koncentracji i przyrostów gazów należy ustalać indywidualnie na podstawie zebranych w ośrodkach badawczych doświadczeń z uwzględnieniem zakładanego ryzyka uszkodzeń i aspektów ekonomicznych	
		– Przegląd i badanie oscylograficzne podobciążeniowego przełącznika zaczepów	– Prawidłowe przebiegi oscylogramów po przeglądzie – Czasy przełączania zgodne z wymaganiami producenta przełącznika	Co 3 lata albo 15 tys. przełączeń lub wg wymagań DTR

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		– Pomiar rezystancji izolacji	– Rezystancja izolacji w układzie doziemnym $R_{300} \geq 75 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30°C dla uzwojeń o napięciu znamionowym do 40 kV, $R_{300} \geq 100 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30°C dla uzwojeń o napięciu znamionowym powyżej 50 kV, – Rezystancja izolacji w układzie między uzwojeniami $R_{300} \geq 250 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30°C ,	Po wyłączeniu przez zabezpieczenie różnicowo-prądowe lub zabezpieczenie fabryczne transformatora w celu wyjaśnienia przyczyn wyłączenia
		– Pomiar prądów magnesujących	– Zgodne z pomiarami fabrycznymi – Brak przerw podczas przełączania poszczególnych zaczepów przełącznika	
		– Pomiar rezystancji uzwojeń	– Rezystancja uzwojeń poszczególnych faz na danym zaczepek nie może różnić się więcej niż o 5 % w stosunku do wartości średniej	
		– Pomiar przekładni	– Przekładnia powinna być zgodna z danymi wytwórcy. Błąd przekładni na zaczepek znamionowym nie może przekraczać 0,5 %, na pozostałych zaczepekach nie większy niż 0,7 %. Grupa połączeń zgodna z oznaczeniem wytwórcy.	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		– Badanie oleju w zakresie: • Wyglądu • Liczby kwasowej • Temperatury zapłonu • Napięcia przebicia • Rezystywności • Współczynnika stratności tgδ • Zawartości wody	• Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej i zawartości stałych ciał obcych • Liczba kwasowa nie wyższa niż 0,4mg KOH/g • Temperatura zapłonu nie niższa niż 130 °C • Napięcie przebicia nie mniejsze niż 40 kV przy odchyleniu standardowym • Rezystywność powyżej 2x10⁹ mΩ przy 50 °C • Współczynnik stratności nie wyższy niż 0,1 przy 50 °C i 50 Hz • Zawartość wody niższa od 40 ppm dla transformatorów o mocy od 25 MVA włącznie dla pomiarów metodą K. Fischera w pozostałych przypadkach brak wody	
		– Analiza chromatograficzna składu gazów rozpuszczonych w oleju (nie dotyczy transformatorów zalanych płynem R-Temp lub podobnymi płynami stosowanymi w miejsce olejów transformatorowych)	– Dopuszczalne poziomy koncentracji i przyrostów gazów należy ustalać indywidualnie na podstawie zebranych w ośrodkach badawczych doświadczeń z uwzględnieniem zakładanego ryzyka uszkodzeń i aspektów ekonomicznych	
		– Badanie oscylograficzne podobciążeniowego przełącznika zaczepów	– Prawidłowe przebiegi oscylogramów po przeglądzie – Czasy przełączania zgodne z wymaganiami producenta przełącznika	
		Badania dodatkowe		
		– Pomiar przekładni	– Przekładnia powinna być zgodna z danymi wytwórcy. Błąd przekładni na zaczepie znamionowym nie może przekraczać 0,5 %, na pozostałych zaczepach nie większy niż 0,7 %. Grupa połączeń zgodna z oznaczeniem wytwórcy.	W przypadkach wątpliwych wynikających z badań podstawowych lub

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		– Analiza chromatograficzna składu gazów rozpuszczonych w oleju dla transformatorów nie objętych badaniami podstawowymi (nie dotyczy transformatorów zalanych płynem R-Temp lub podobnymi płynami stosowanymi w miejsce olejów transformatorowych	– Dopuszczalne poziomy koncentracji i przyrostów gazów należy ustalać indywidualnie na podstawie zebranych w ośrodkach badawczych doświadczeń z uwzględnieniem zakładanego ryzyka uszkodzeń i aspektów ekonomicznych	wynikających z oceny stanu technicznego.
		– Przegląd i badanie oscylograficzne podobciążeniowego przełącznika zaczepów	– Prawidłowe przebiegi oscylogramów po przeglądzie Czasy przełączania zgodne z wymaganiami producenta przełącznika	
		– Inne badania specjalistyczne		
8.4.	Sieciowe regulatory napięcia SN	Badanie oleju w zakresie: • Wyglądu • Napięcia przebicia • Rezystywności Pomiar rezystancji izolacji – wskaźnika R_{60} i R_{15}	• Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej i zawartości stałych ciał obcych • Napięcie przebicia nie mniejsze niż 35 kV przy 20 °C • Rezystywność nie mniejsza niż $0,5 \times 10^9 \Omega m$ przy 50 °C • zgodnie z danymi z karty prób regulatora	Przegląd co 150 tys. przełączeń. Badanie oleju nie rzadziej niż co 5 lata. Badanie każdorazowo po przeglądzie.

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
9.1.	Zabezpieczenia i obwody wtórne w rozdzielniach WN i SN.	Badanie zabezpieczeń i obwodów wtórnych. Pomiary rezystancji izolacji obwodów.	Zgodne z przyjętym programem działania EAZ oraz Ramową Instrukcją Eksploatacji EAZ. Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ.	Zgodnie z Katalogiem standardowych zabiegów eksploatacyjnych.
9.2.	Układy rejestracji zakłóceń i zdarzeń w rozdzielniach WN i SN.	Próby funkcjonalne rejestracji Pomiar rezystancji izolacji obwodów	Zgodne z przyjętym programem działania rejestracji oraz Ramową Instrukcją Eksploatacji EAZ. Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ.	Zgodnie z Katalogiem standardowych zabiegów eksploatacyjnych.
9.3.	Telemechanika obiektowa	Przeglądy	Zgodnie z przyjętym programem działania układów telemechaniki.	Zgodnie z Katalogiem standardowych zabiegów eksploatacyjnych.
10.1.	Ochrona przeciwporażeniowa w stacjach o napięciu znamionowym 110 kV	Pomiar rezystancji uziemienia Pomiar napięcia rażenia Sprawdzenie ciągłości siatki uziemiającej Sprawdzenie zagrożenia wynoszeniem z rozdzielni potencjału ziemnozwarciowego.	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej przy wyznaczaniu napięcia rażenia i sprawdzaniu zagrożenia spowodowanego wynoszeniem potencjału. Dopuszcza się stosowanie metod obliczeniowych	Nie rzadziej niż co 5 lat oraz po zmianie warunków powodujących wzrost prądów uziomowych rozdzielni
10.2.	Ochrona przeciwporażeniowa w elektroenergetycznych stacjach SN/ nn	Pomiar rezystancji uziemień roboczych, ochronnych. Sprawdzenie ciągłości połączeń.	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
11.	Sieci o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie dopuszczalnych obciążeń i wymaganych poziomów napięć	Nie rzadziej niż co 5 lat.
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej Pomiar rezystancji uziemień.	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	
12.	Instalacje odbiorcze o napięciu znamionowym do 1 kV w obiektach energetycznych.	Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat Instalacje na otwartym powietrzu oraz instalacje w pomieszczeniach o szczególnych wymaganiach lub zagrożeniach – na podstawie szczegółowych przepisów.
		Pomiar rezystancji izolacji przewodów roboczych instalacji.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu instalacji do eksploatacji	
13.	Stacje WN/SN i linie WN	Pomiar natężenia pola elektrycznego i magnetycznego	Natężenie pola elektrycznego: $E < 1 \text{ kV/m}$ (stałe przebywanie ludzi) $E < 10 \text{ kV/m}$ (czasowe przebywanie ludzi) Natężenie pola magnetycznego: $H < 80 \text{ A/m}$	Po uruchomieniu i przebudowie /dotyczy zakresu przebudowy/.
14	Stacje WN/SN	Pomiar /ustalenie / prądów ziemnozwarciowych	Zgodnie z przyjętymi zasadami działania układów kompensacji danej sieci. Dopuszcza się stosowanie metod obliczeniowych.	Nie rzadziej niż raz na 5 lat, oraz po zmianie układu normalnego sieci.
15.	Kondensatory sprzęgające ETN	Pomiar rezystancji izolacji głównej	Wartość rezystancji izolacji nie powinna być mniejsza niż $5000 \text{ M}\Omega$	Nie rzadziej niż co 10 lat oraz w przypadku nieprawidłowej pracy
		Pomiar rezystancji izolacji podstawy	Zgodnie z danymi wytwórcy	
		Pomiar rezystancji dzielnika telefonii nośnej	Wartość rezystancji dzielnika nie powinna być mniejsza niż $50000 \text{ M}\Omega$	
		Pomiar pojemności	Różnica wartości pojemności w porównaniu do wartości zmierzonej przy przyjmowaniu do eksploatacji nie powinna przekraczać 5%	
16.	Baterie akumulatorów	Pomiar napięć i pojemności	Zgodnie z danymi wytwórcy	Nie rzadziej niż 1 raz w roku

Załącznik nr 3
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

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

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. Wymagania zawarte w punktach od 1.2 do 6.9 dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- 1.2. Operator systemu dystrybucyjnego określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny. Zakres ekspertyzy wykonywanej i dostarczanej przez wytwórcę wraz z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia, wymaga wcześniejszego uzgodnienia z operatorem systemu dystrybucyjnego.
- 1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, zgodnie z wymaganiami określonymi w umowie o świadczenie usług dystrybucji.
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. Operator systemu dystrybucyjnego decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Moc zwarciorowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej dla III grupy przyłączeniowej. Dla II grupy zgodnie z wynikami ekspertyzy.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
 - a) łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.
- 2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.
- 2.3. Operator systemu dystrybucyjnego koordynuje pracę łączników, o którym mowa w p.2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania lub odwzorowania stanu pracy.
- 2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi

powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami części ogólnej IRIEDS oraz punktami od 3.2 do 3.19 niniejszego załącznika.
- 3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w p.2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej.
- 3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości.
- 3.5. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.6. Operator systemu dystrybucyjnego decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- 3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
 - a) łącznik określony w p.2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) łącznik określony w p.2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8. Operator systemu dystrybucyjnego ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.
- 3.10. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN bez możliwości pracy wyspowej, zabezpieczenia dodatkowe mogą być zawarte w zestawie zabezpieczeń podstawowych generatora. Natomiast dla jednostek wytwórczych z możliwością

pracy wyspowej, zabezpieczenia dodatkowe powinny stanowić oddzielny zestaw zabezpieczeń.

- 3.11. Dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
- 3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.13. Elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.14. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest elektrownia wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa elektrowni powinna:
 - a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
 - b) załączać elektrownię samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.
- 3.15. W przypadku zwarcia w elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu dystrybucyjnego.
- 3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest elektrownia wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa elektrowni powinna:
 - a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,
 - b) załączać elektrownię samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- 3.17. Operator systemu dystrybucyjnego może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa operator systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w elektrowniach

wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w elektrowniach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy $95 \div 105 \%$ prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w p. 5.5.
- 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
- 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
 - a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10 \% U_n$,
 - b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$,
- 5.5. Operator systemu dystrybucyjnego może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane

w p. 5.4.

- 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z operatorem systemu dystrybucyjnego.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w p. od 6.2 do 6.9.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,2 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłeń $\pm 5\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 6.4. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy w elektrowni wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- 6.5. Zawartość poszczególnych harmonicznich odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać odpowiednio:
 - a) 1,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - b) 2,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - c) 3,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
 - a) 2 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - b) 4,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - c) 6,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.7. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznich,

powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

6.8. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{lt} \leq 0,6$ za wyjątkiem elektrowni wiatrowych dla których współczynnik P_{lt} określono w pkt. 7.7.2.

6.9. Wymaganie określone w p. 6.8 jest również spełnione w przypadkach, gdy:

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110kV/SN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 - dla generatorów synchronicznych,

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

I_a/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

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

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

7. DODATKOWE WYMAGANIA DLA ELEKTROWNI WIATROWYCH

PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

7.1. Postanowienia ogólne

- 7.1.1. Elektrownie wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRIESD.
- 7.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w punkcie 7 obowiązują elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej. Część wymagań dotyczy tylko elektrowni wiatrowych przyłączanych do sieci o napięciu 110 kV.
- 7.1.3. Elektrownie wiatrowe które w dniu wejścia w życie niniejszej IRIESD są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania punktu 7 tylko w przypadku modernizacji elektrowni wiatrowej. Elektrownie wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci uzgodnią z operatorem systemu dystrybucyjnego zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRIESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRIESD.
- 7.1.4. Wymagania techniczne dla elektrowni wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
- a) regulacja mocy czynnej,
 - b) praca przy różnym napięciu i częstotliwości,
 - c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
 - d) regulacja napięcia i mocy biernej,
 - e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
 - f) dotrzymywanie standardów jakości energii,
 - g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
 - h) monitoring i systemy telekomunikacji,
 - i) testy sprawdzające.
- 7.1.5. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że elektrownia wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRIESD i w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz - dla elektrowni przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na akceptowanym przez odpowiedniego operatora modelu systemu, pokazujące reakcję elektrowni wiatrowej na zakłócenia sieciowe.
- 7.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej elektrowni wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te elektrownie jako pojedynczą elektrownię wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRIESD.
- 7.1.7. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być

wyposażone w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

- 7.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej elektrowni wiatrowej są określane przez operatora systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy elektrowni wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 7.1.9. Operator systemu dystrybucyjnego może w warunkach przyłączenia określić dla elektrowni wiatrowej wymóg przystosowania elektrowni do automatycznej regulacji mocy.

7.2. Moc czynna elektrowni wiatrowej

- 7.2.1. Elektrownia wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy umożliwiający pracę w następujących reżimach:
 - a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,
 - c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
 - d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.
- 7.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i elektrowni wiatrowej moc czynna wprowadzana do sieci przez elektrownię wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 7.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
- 7.2.4. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości, lub w sytuacji, gdy operator systemu poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej
- 7.2.5. Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych powinien zapewnić zmniejszenie mocy do co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie krótszym od 2s.
- 7.2.6. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo moc elektrowni wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej tej elektrowni wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy elektrowni wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji

mocy czynnej elektrowni wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej elektrowni wiatrowej na minutę.

- 7.2.7. Operator systemu dystrybucyjnego, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela elektrowni wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.
- 7.2.8. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. Operator systemu dystrybucyjnego określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania.

7.3. Praca elektrowni wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- 7.3.1. Elektrownia wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
 - a) Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
 - b) Przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
 - c) Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,
 - d) Przy $47,5 \leq f < 48,0$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,
 - e) Przy $f < 47,5$ Hz elektrownię wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
 - f) Przy $50,5 < f \leq 51,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,
 - g) Przy $f > 51,5$ Hz elektrownię wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.
- 7.3.2. Elektrownia wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w p.7.3.1.a) i p.7.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:
 - a) $105 \text{ kV} \div 123 \text{ kV}$ – dla sieci 110 kV,
 - b) $\pm 10 \% U_n$ – dla sieci SN.
- 7.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane powyżej są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5%/min, a dla napięcia

mniejszym niż 5%/min.

- 7.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy wyższej częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w elektrowni wiatrowej.
- 7.3.5. Elektrownie wiatrowe o mocy znamionowej 50 MW i większej powinny być przystosowane do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.
- 7.3.6. Operator systemu dystrybucyjnego w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej o mocy znamionowej 50 MW i większej warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.
- 7.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej operator systemu może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w punktach od 7.3.1. do 7.3.6.

7.4. Załączanie i wyłączanie elektrowni wiatrowych

- 7.4.1. Elektrownia wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.
- 7.4.2. Gradient przyrostu mocy elektrowni wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w punkcie 7.2.3., również podczas ponownego uruchamiania tej elektrowni po zmniejszeniu prędkości wiatru poniżej wartości granicznej, wymagającej wyłączenia elektrowni wiatrowej.
- 7.4.3. Algorytm uruchamiania elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 7.4.4. W przypadku elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV operator systemu dystrybucyjnego musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu elektrowni wiatrowej, po postoju dłuższym niż 1 minuta spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 5 MW, lub jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy.
- 7.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii w elektrowni wiatrowej redukcja mocy elektrowni wiatrowej powinna być realizowana w miarę możliwości zgodnie ze zdefiniowanym w p.7.2.3. gradientem zmiany mocy czynnej.

7.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

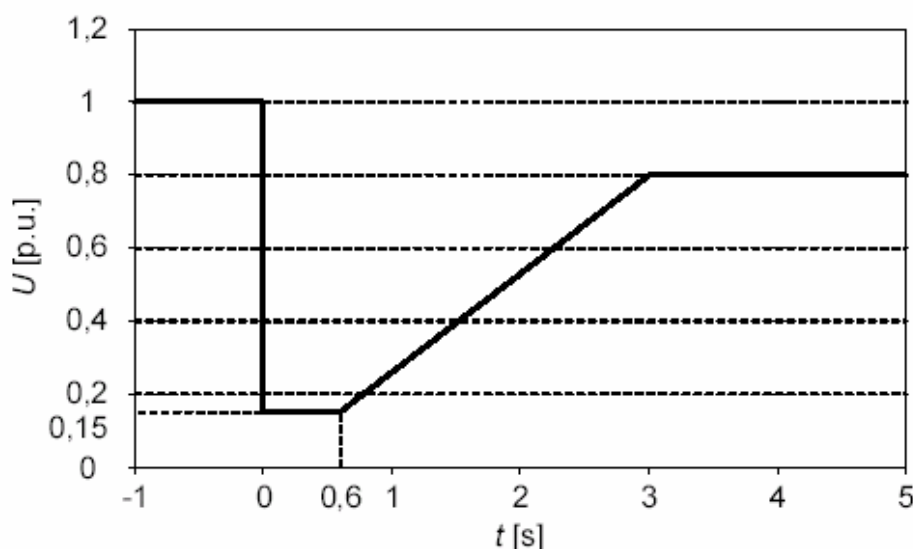
- 7.5.1. Wyposażenie elektrowni wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci i stabilność współpracy z systemem

elektroenergetycznym.

- 7.5.2. Elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Operator systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia do sieci określa powyższe wymagania, w tym potrzebę zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- 7.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej elektrownia wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,975 (indukcyjny) do 0,975 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia elektrowni.
- 7.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy. Dla elektrowni wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV zmiana zakresu regulacji powinna odbywać się w sposób zdalny.
- 7.5.5. Dla elektrowni wiatrowych o mocy znamionowej, w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem elektrowni i mocą bierną z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

7.6. Praca elektrowni wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 7.6.1. Elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci zamkniętej powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżką napięcia w punkcie przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze elektrowni wiatrowej nie mogą być wyłączane.



Charakterystyka wymaganego zakresu pracy elektrowni wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci.

- 7.6.2. W niektórych lokalizacjach, operator systemu dystrybucyjnego może wymagać by

elektrownie wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa operator systemu w warunkach przyłączenia do sieci.

- 7.6.3. Wymagania w zakresie pracy elektrowni wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, operator systemu dystrybucyjnego określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc elektrowni wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 7.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących zmianami napięcia elektrownia wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia.
- 7.6.5. W elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- a) rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
 - b) rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

7.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- 7.7.1. Elektrownia wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą elektrowni wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek.
- 7.7.2. Wskaźniki krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) migotania napięcia elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:
- a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,
 - b) $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.
- 7.7.3. Elektrownie wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmoniczných napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmoniczných THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.
- 7.7.4. Dla elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV podane w punktach od 7.7.1. do 7.7.3. wymagania dotyczące jakości energii powinny być spełnione w okresie każdego tygodnia, przez 99% czasu tygodnia, a dla elektrowni przyłączonych do sieci SN przez 95% czasu tygodnia.

- 7.7.5. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar migotania oraz harmonicznego napięcia i prądu), oraz system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.
- 7.7.6. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- 7.7.7. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez elektrownię wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

7.8. **Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa**

- 7.8.1. Właściciel elektrowni wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących elektrownię przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej tej elektrowni oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 7.8.2. Nastawienia zabezpieczeń elektrowni wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 7.8.3. Nastawy zabezpieczeń elektrowni wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej elektrowni wiatrowej.
- 7.8.4. Zwarcia wewnątrz elektrowni wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej elektrowni.
- 7.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej elektrowni wiatrowej należy przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu ocenę poprawności funkcjonowania zabezpieczeń obejmującą sprawdzenie:
 - a) kompletności zabezpieczeń,
 - b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach i w rozdzielni elektrowni wiatrowej,
 - c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.Wyniki analiz należy przekazać operatorowi systemu dystrybucyjnego.

7.9. **Monitoring i komunikacja elektrowni wiatrowej z operatorem systemu**

- 7.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest elektrownia wiatrowa, musi mieć zapewnioną dostępność do danych pomiarowych i parametrów rejestrowanych, wg zasad uzgodnionych z tym operatorem.
- 7.9.2. Minimalny zakres udostępnianych operatorowi systemu pomiarów wielkości analogowych z elektrowni wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
 - a) mocy czynnej,
 - b) mocy biernej,
 - c) napięcia w miejscu przyłączenia do sieci,
 - d) średniej dla elektrowni prędkości wiatru.

- 7.9.3. Minimalny zakres udostępnianych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
- a) aktualny stan jednostek wytwórczych elektrowni, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - b) stan układu regulacji częstotliwości dla elektrowni wiatrowych o mocy 50MW i większej,
 - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem elektrowni wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 7.9.4. Jako standardowe wyposażenie elektrowni wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przesyłu danych do operatorów systemu.
- 7.9.5. Właściciel elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinnej mocy elektrowni wiatrowej z co najmniej 24 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.
- 7.9.6. Właściciel elektrowni wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu aktualne parametry wyposażenia elektrowni wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem elektrowni wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- 7.9.7. Operator systemu określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej elektrowni wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 7.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji pomiędzy elektrownią wiatrową i operatorem systemu dystrybucyjnego, określa operator systemu na etapie projektowania.
- 7.10. Testy sprawdzające**
- 7.10.1. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy elektrowni, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRIESD. Sposób przeprowadzenia testów elektrowni wiatrowej uzgadniany jest w ramach umowy o przyłączenie.
- 7.10.2. Właściciel elektrowni wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej przedstawia odpowiedniemu operatorowi systemu zakres i program testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Proces uzgodnień planu testów powinien być zakończony na miesiąc przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej.
- 7.10.3. Testy dotyczyć powinny w szczególności:
- a) charakterystyki mocy elektrowni wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
 - b) uruchomienia elektrowni wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i

zmian napięcia,

- c) odstawiania elektrowni wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,
- d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
- e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
- f) wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii.

7.10.4. Operator systemu wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie elektrowni wiatrowej i przeprowadzenie testów.

7.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest operatorowi systemu dystrybucyjnego w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

ENEA SPÓŁKA AKCYJNA
ul. F. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań



**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA:
SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

4/

Na potrzeby Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
BTHD	Bilans techniczno-handlowy dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej
IRiESD- Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej
IRiESP- Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
LSPR	Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
fMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator Handlowy
OHT	Operator Handlowo-Techniczny
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego

PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
P_{It}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości wskaźników krótkookresowego migotania światła P _{st} (mierzonych przez 10 minut), występujących w okresie 2 godzin, zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: *i* – rząd harmonicznej

P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranej czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: *i* – rząd harmonicznej

u_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej (<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i>), zrzeszająca operatorów systemów Europy zachodniej i środkowej, których systemy przesyłowe współpracują synchronicznie
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{BIL}	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii:

	• URB_{SD} – Odbiorca sieciowy • URB_{OK} – Odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD_O	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca energii
URD_W	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy

2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącego zapotrzebowania mocy KSE.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5 % bieżącego zapotrzebowania mocy w KSE.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem jej sprzedaży.
Dzień roboczy	Okres od godziny 0:00 do godziny 24:00 każdego dnia, który nie jest sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.
Elektrownia wiatrowa	Pojedyncza jednostka wytwórcza lub zespół jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (rMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w rMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z

	rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających planowane wielkości wprowadzenia do sieci energii elektrycznej lub jej poboru przez jednostkę grafikową, oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych rynku bilansującego.
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 grafikowa	Zbiór rzeczywistych bądź wirtualnych miejsc dostarczania lub odbioru energii elektrycznej.
Jednostka wytwórcza	Opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Koordynowana sieć 110kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej.
Krajowy system elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie kraju.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub

	linia elektroenergetyczna łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.
Moc osiągalna	Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana: a) przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin; b) przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin; c) przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego. Dla elektrowni wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa elektrowni wiatrowej nie jest osiągalna.
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 zafalszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar regulacyjny	Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.

Odbiorca sieciowy	Podmiot pełniący na obszarze OSD funkcję sprzedawcy energii odbiorcom nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.
Ograniczenia sieciowe	Wynikające z technicznych warunków pracy sieci ograniczenia pracy jednostek wytwórczych.
Operator	Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego lub Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego.
Operator Handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator Handlowo-Techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator Systemu Przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, 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 elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot, którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczania do sieci dystrybucyjnych

	lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przylącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznych.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez ustalony okres, z określonymi parametrami pracy zadanymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego lub użytkownika systemu.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia awarii sieciowej albo awarii w systemie w

	związku z niespełnieniem wymagań dotyczących jakości i niezawodności pracy sieci.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów oraz rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługa kompleksowa	Usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii, zwanej umową kompleksową.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej
Ustawa	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne wraz z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (wMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w wMB jest

	wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.