

TAURON DYSTRYBUCJA GZE S.A.

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZĘŚĆ OGÓLNA

SPIS TREŚCI

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE	4
II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH	9
II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA	9
II.2. ZASADY WZAJEMNEGO PRZYŁĄCZANIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH	13
II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	15
II.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH	17
II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	34
III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	39
III.1. ZASADY I STANDARDY TECHNICZNE EKSPLOATACJI	39
IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	46
IV.1. STAN ZAGROŻENIA KSE, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	46
IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	47
IV.3. ZASADY POSTĘPOWANIA PRZY WYSTĄPIENIU ZAGROŻEŃ CIĄGŁOŚCI DOSTAW LUB WYSTĄPIENIU AWARII	47
V. WSPÓLPRACA OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	51
VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	52
VI.1. OBOWIĄZKI OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	52
VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	53

VI.3.	PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	55
VI.4.	PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ PLANY WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ	56
VI.5.	PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	56
VI.6.	PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	57
VI.7.	PROGRAMY ŁĄCZENIOWE	59
VI.8.	ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	60
VI.9.	DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY OPERATOROWI SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	61
VI.10.	ORGANIZACJA PRAC KOMISJI POAWARYJNYCH	62
VI.11.	WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI	64
VII.	STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	66
VII.1.	STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	66
VII.2.	POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	68
VII.3.	STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	71
Załącznik nr 1		
	WYKAZ ELEMENTÓW KOORDYNOWANEJ SIECI 110 KV ORAZ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH KOORDYNOWANYCH PRZEZ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO	73
Załącznik nr 2		
	SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	79
Załącznik nr 3		
	KARTY AKTUALIZACJI	96

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.** TAURON Dystrybucja GZE S.A. (zwany dalej TDGZE) jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.2.** TAURON Dystrybucja GZE S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.3.** Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności:
- a) wymagania zawarte w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 1997r., nr 54, poz. 348 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
 - b) wymagania zawarte w ustawie Kodeks Pracy (Dz. U. z 1974r., nr 24, poz. 141),
 - c) koncesję TAURON Dystrybucja GZE S.A.. wydaną przez Prezesa URE w dniu 14 maja 2007 r. na okres od 1 lipca 2007 do 31 grudnia 2025
 - 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).
- I.4.** Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez operatora systemu dystrybucyjnego „Zasady eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznej” oraz instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy¹.
- 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

¹ Każdy operator systemu dystrybucyjnego określa indywidualnie obowiązujące dokumenty związane z IRiESD.

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 odpowiedzialny TAURON Dystrybucja GZE S.A., 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 energetyczne,
- 5) przedsiębiorstwa obrotu,
- 6) sprzedawców,
- 7) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej,
- 8) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 7),
- 9) firmy wykonujące prace ruchowe, eksploatacyjne, inwestycyjne na rzecz OSD zgodnie z zawartymi umowami.

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.** Wykaz jednostek wytwórczych oraz elementów koordynowanej sieci 110 kV, o których mowa w p.I.9 jest zamieszczony w Załącznik nr 1.
- I.11.** Operatorzy systemów dystrybucyjnych ponoszą odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.
- I.12.** 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.13.** 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.14.** 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.15.** W zależności od potrzeb operator systemu dystrybucyjnego przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.16.** Aktualizacja IRiESD jest dokonywana poprzez wydanie karty aktualizacji lub poprzez opracowanie i wydanie nowej IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.
- I.17.** 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 3 do IRiESD.

- I.18.** Operator systemu dystrybucyjnego informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub na stronie internetowej 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 w tym także zmiana przez podmiot przyłączony zapotrzebowania na moc, energię elektryczną lub istniejącego układu zasilania następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci podmiot ubiega się o przyłączenie.
- II.1.2.** Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od operatora systemu dystrybucyjnego, wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - 2) złożenie przez podmiot u operatora systemu dystrybucyjnego, kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia, 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.
- 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 wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym 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 warunków przyłączenia farm wiatrowych
- d) ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z operatorem, na którego obszarze działania nastąpi przyłączenie, jeżeli wniosek składają podmioty zaliczane do I albo II grupy przyłączeniowej. Punkt nie ma zastosowania, jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia składa:
 - wytwórca – dla jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2MW
 - odbiorca końcowy – dla swoich urządzeń o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW.

II.1.7. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

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

zdalnego odczytu danych pomiarowych,

- c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie;
- 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych;
- 15) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane;
- 16) wymagania wynikające z IRiESD;
- 17) warunki przyłączenia wytwórcy jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne powinny określać: wymagania, dane i informacje, o których mowa w pkt od 1) do 16), oraz wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas wprowadzania przez wytwórcę do sieci wyprodukowanej energii elektrycznej czynnej.
- 18) Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w pkt II.1.6.d), wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadku:
- 1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej;
 - 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV.

II.1.8. Operator systemu dystrybucyjnego wydaje warunki przyłączenia w terminie:

- 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 wytwórcę energii elektrycznej zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 3) 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV.
- 4) 90 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku wnioskodawcę zaliczonego do I lub 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 i jego parametrów,
- 8) warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci

niezbędnej do realizacji przyłączenia,

- 9) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
- 10) planowane ilości energii elektrycznej 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,
- 14) wydane warunki przyłączenia do sieci.

- 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 energii elektrycznej 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 i jego parametrów,
 - 8) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony,
 - 9) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłączenia,
 - 10) miejsce rozgraniczenia praw własności przyłączanych sieci,
 - 11) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do koordynacji prac wynikających z umowy,
 - 12) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - 13) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.2.3.** Warunki przyłączenia określają w szczególności:
- a) moc przyłączeniową,
 - b) miejsca przyłączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,
 - c) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
 - d) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
 - e) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączenia w punktach przyłączenia sieci u obydwu operatorów,
 - f) miejsce zainstalowania i warunki współpracy automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
 - h) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy

systemów sterowania dyspozytorskiego,

- i) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.2.4. Informacje, o których mowa w p. II.2.2. 5) dotyczą w szczególności wpływu przyłączania nowych podmiotów do sieci lub zmiany warunków przyłączenia na pracę sieci innych operatorów. Związane to jest ze zmianą:

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

II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w p. II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz 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 lub w innym terminie uzgodnionym z podmiotem. 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 umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej, uzgadnia z operatorem systemu dystrybucyjnego tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- Zasady rozliczenia kosztów wynikające z konieczności przebudowy/zmian w sieci będące konsekwencją odłączenia a powstałe po stronie TDGZE zostaną określone w umowie pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a podmiotem odłączanym.
- 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:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - termin odłączenia,
 - dane osoby odpowiedzialnej ze strony operatora systemu dystrybucyjnego za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
 - 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.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.**
- II.3.2.1.** Operator systemu dystrybucyjnego wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p.II.1.18, operator systemu dystrybucyjnego stwierdzi, że:
- instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej.
- lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie

przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne,

- II.3.2.2.** Operator systemu dystrybucyjnego może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.
- II.3.2.3.** Operator systemu dystrybucyjnego bezzwłocznie wznawia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w p.II.3.2.1. oraz p.II.3.2.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- II.3.2.4.** Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w p.II.3.2.1. b) może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.

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 technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub p.VII.2., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w p.VII niniejszej IRiESD.

II.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 linii 110kV w strefie podstawowej 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 w uzasadnionych przypadkach nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w skoordynowanej sieci 110 kV są uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego.
- II.4.2.5.** Nowobudowane lub modernizowane 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 skoordynowanej 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 Załącznik nr 2.
- 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 zainstalowane w jednostkach wytwórczych oraz w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej 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 zainstalowane w jednostkach wytwórczych oraz w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej 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. II.4.7.
- 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 wyposażyć 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 (podstawowe i rezerwowe) 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,
- e) lokalizator miejsca zwarcia.

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

- a) zabezpieczenia podstawowe – odległościowe lub nadprądowe oraz rezerwowe reagujące na zwarcia z ziemią,
- b) 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 rezerwowe reagujące na niesymetryczne zwarcia z ziemią,
- 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, gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczeń oraz inne wymagane przez producenta,
- 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. Wszystkie rodzaje łączników szyn rozdzielni szynowych 110kV należy wyposażyć w następujące układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej:

- a) jedno zabezpieczenie podstawowe pracujące w trybie na rozcinanie spiętych szyn zbiorczych działające na wyłączenie 3 fazowe własnego wyłącznika;
- b) zabezpieczenie umożliwiające próbne łączenia urządzeń;
- c) pola łączników szyn zastępujących pola linii przesyłowych, transformatorów a także linii blokowych należy wyposażyć w zestaw urządzeń EAZ, umożliwiający realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych, niezbędnych przy użyciu pola łącznika szyn do zastąpienia innego pola, w tym układ umożliwiający współpracę łącznika szyn z zabezpieczeniami technologicznymi transformatora oraz bloku elektrowni.

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 wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć 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 lub przebudowywane rozdzielnie 110 kV systemu dystrybucyjnego powinny być wyposażone w niezależne układy zabezpieczenia szyn zbiorczych i układy lokalnego rezerwowania wyłączników. Za zgodą operatora systemu przesyłowego 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 łącza o parametrach wymaganych dla danego typu zabezpieczeń o możliwie wysokich parametrach niezawodnościowych.

Rozproszone zespoły zabezpieczeń wykorzystujące łącza powinny być traktowane jako jeden zespół urządzeń pod względem eksploatacyjnym.

Zabezpieczenie odcinkowe linii przesyłowych powinno być wyposażone w swoje własne łącze (wykorzystane tylko do sprzęgania obydwu półkompletów). W przypadku łącza światłowodowego powinno to oznaczać wykorzystanie wydzielonych żył z wiązki światłowodu zainstalowanego na linii.

Dopuszcza się rozwiązania z wykorzystaniem urządzeń multipleksujących.

- II.4.5.10.** Systemy rejestrujące lub funkcje rejestracji zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz wyłączników powinny być stosowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W nowobudowanych lub modernizowanych obiektach w funkcję rejestracji zdarzeń i zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 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,
 - 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 odpiływowych,
- 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 110/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:
- 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.
- 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 nowobudowanych lub modernizowanych rozdzielni SN w stacjach 110/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/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 przyłączenia 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.** Nowobudowane lub modernizowane stacje o górnym napięciu 110kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje.
- W uzasadnionych przypadkach, operator systemu dystrybucyjnego może w ramach aktualizacji warunków przyłączenia zobowiązać podmiot przyłączony do zainstalowania urządzeń telemechaniki obiektowej.
- Podmiot przyłączony jest zobowiązany uzgodnić z operatorem systemu dystrybucyjnego harmonogram zainstalowania telemechaniki obiektowej.
- 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 łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji

z/do centrów dyspozytorskich,

- c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
- d) wewnętrzne połączenia poszczególnych węzłów nadrzędnego systemu nadzoru powinny być wykonane jako redundantne,
- 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. Rozdzielnie 110 kV powinny być objęte telemechaniką umożliwiającą co najmniej:

- a) W zakresie telesterowania:
 - sterowanie wyłącznikami, odłącznikami szynowymi i liniowymi oraz uziemnikami
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych
 - zdalne kasowanie sygnalizacji
- b) W zakresie telesygnalizacji:
 - Sygnalizację (dwubitowo) stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników
 - Sygnalizację stanu automatyk stacyjnych ,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację 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, antywłamaniową i przeciwpożarową.
- c) W zakresie telemetrii:
 - pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych powinny retransmitować do systemu dyspozytorskiego WindEx co najmniej następujące informacje:

- a) telesygnalizację położenia wyłączników, odłączników i uziemników rozdzielni 110 kV (dwubitowo),
- b) telesygnalizację zadziałania zabezpieczeń linii 110 kV (sygnały indywidualne),
- c) telesygnalizację zbiorczą zadziałania zabezpieczeń transformatorów 110 kV,
- d) telepomiarzy:
 - prądów obciążenia linii oraz transformatorów 110 kV,
 - napięć: na każdym systemie szyn rozdzielni 110 kV zbudowanych w układzie szynowym, na każdej sekcji rozdzielni 110 kV w układach „H” a w innych przypadkach – we wszystkich punktach rozdzielni 110 kV wyposażonych w przekładniki napięciowe,
 - mocy czynnej i biernej dla linii i sprzęgieł 110 kV oraz transformatorów po stronie 110 kV – dwukierunkowo,
 - mocy biernej na zaciskach kompensatorów lub na szynach rozdzielni 110 kV do których są przyłączone dławiki i baterie kondensatorów,

Dla umożliwienia współpracy urządzeń telemechaniki z systemem dyspozytorskim WindEx należy na stacji zastosować urządzenia telemechaniki, które będą umożliwiały przesył sygnałów w standardzie elektrycznym RS 232, z prędkością 9600 Bd, w protokole DNP 3.0 lub innym standardowym protokole komunikacyjnym uzgodnionym z operatorem systemu dystrybucyjnego (np. IEC 870-5-101).

W zakresie łączności operator systemu dystrybucyjnego określi punkt styku z siecią teletransmisyjną, do którego należy zapewnić łączność z zachowaniem podanych wyżej wymagań dla kanału telemechaniki.

Na podany wyżej zakres telemechaniki wymagane jest wykonanie dokumentacji technicznej, która podlega zatwierdzeniu przez operatora systemu dystrybucyjnego. W ramach dokumentacji należy w zakresie prac każdorazowo uwzględnić wykonanie edycji telemechaniki w systemie dyspozytorskim WindEx.

II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte telemechaniką umożliwiającą:

- a) w zakresie telesterowania:
 - sterowanie wyłącznikami , (rozdzielnie nowobudowane lub modernizowane: wszystkimi łącznikami wyposażonymi w napędy),
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych,
 - zdalne kasowanie sygnalizacji,
- b) w zakresie telesygnalizacji:
 - sygnalizację (dwubitowo) stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - sygnalizację stanu automatyk stacyjnych,

- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizację 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 antywłamaniową i przeciwpożarową,

c) w zakresie telemetrii:

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

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

II.4.6.8. Urządzenia telemekhaniki 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 związane z układami pomiarowo-rozliczeniowymi.

II.4.7.1. Wymagania ogólne

II.4.7.1.1 Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie. Wymagania techniczne dotyczą:

a) Nowych i modernizowanych układów pomiarowo – rozliczeniowych energii elektrycznej.

b) Układów pomiarowo – rozliczeniowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu Instrukcji w życie skorzystają z prawa wyboru Sprzedawcy.

II.4.7.1.2 Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki energii elektrycznej trójfazowe.

II.4.7.1.3 Dla podmiotów zaliczanych do III, IV, V i VI grupy przyłączeniowej miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa OSD w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.4.7.1.4 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

II.4.7.1.5 OSD wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania

danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.4.7.1.6 Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.7.1.7 Wprowadza się następujące kategorie układów pomiarowych:

- a) kategoria A1-układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
- b) kategoria A2-układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
- c) kategoria A3-układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
- d) kategoria B1-układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
- e) kategoria B2-układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
- f) kategoria B3-układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
- g) kategoria B4-układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh,
- h) kategoria C1-układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.
- i) kategoria C2-układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,

II.4.7.1.8 W przypadku zmiany mocy pobieranej lub rocznej ilości zużywanej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt II.4.7.1.7. lit. d), e), f), g), h), i), obowiązek dostosowania układu pomiarowego do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

- II.4.7.1.9** Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:
- dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C2,
 - jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- II.4.7.1.10** Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:
- dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
 - dla kategorii: B1, B2 i B3 (z uwzględnieniem zapisów podpkt. c) pkt. II 4.7.4.3.) – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego.
 - dla kategorii B3 (z uwzględnieniem zapisów podpkt. c) pkt. II 4.7.4.3), B4, C1, C2 – stosowanie jednego układu pomiarowo-rozliczeniowego
- II.4.7.1.11** Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania i podlegają plombowaniu przez OSD.
- II.4.7.1.12** W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- II.4.7.2. Ogólne wymagania dotyczące przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych**
- II.4.7.2.1** Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego i nie był wyższy niż wynikający z mocy przyłączeniowej.
- II.4.7.2.2** Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników.
- II.4.7.2.3** W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
- II.4.7.2.4** Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem.

Właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych i oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz ze świadectwem badania pod względem metrologicznym przekładnika lub jego badań kontrolnych przekazuje do OSD.

- II.4.7.2.5** Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających
- II.4.7.2.6** Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 10 , a dla nowozabudowanych i modernizowanych ≤ 5 .
- II.4.7.2.7** W przypadku konieczności wykorzystania pomiarowych uzwojeń przekładników napięciowych do celów innych niż pomiaru energii elektrycznej (np. woltomierze, itp.), po uzyskaniu zgody OSD dopuszcza się włączenie tych urządzeń to zacisków uzwojeń pomiarowych za pomocą odrębnych (równoległych) obwodów zabezpieczonych bezpiecznikami topikowymi lub wyłącznikami samoczynnymi o maksymalnej krotności prądu wyzwalania $3 \times I_n$ i maksymalnym prądzie nominalnym 0,5A przystosowanymi do oplombowania.
- II.4.7.2.8** Przekładniki prądowe i napięciowe służące do pomiaru energii elektrycznej muszą być wyposażone w osłony zacisków wtórnych przystosowane do oplombowania.
- II.4.7.2.9** Przekładniki prądowe przełączalne służące do pomiarów energii elektrycznej muszą być zainstalowane w miejscach lub posiadać osłony zacisków pierwotnych uniemożliwiające nieautoryzowaną zmianę przekładni.
- II.4.7.2.10** W kategoriach A1, A2, A3, B1, B2, B3 i B4 układ pomiarowy powinien posiadać własny komplet przekładników napięciowych.

II.4.7.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. A

- II.4.7.3.1** Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 o których mowa w p. II.4.7.1.7. powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- II.4.7.3.2** Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 o których mowa w p. II.4.7.1.7. powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- II.4.7.3.3** Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 o których mowa w p. II.4.7.1.7. powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - b) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- II.4.7.3.4** Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo - rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo - rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w punkcie II.4.7.3.1.,
 - b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w punkcie II.4.7.3.2.
- II.4.7.3.5** Układy pomiarowe kategorii A1, A2, A3 powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
- II.4.7.3.6** Systemy automatycznej rejestracji danych powinny spełniać następujące funkcje :
- a) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego,
 - b) zapewniać automatyczną rejestrację danych pomiarowych w okresach integracji od 15 do 60 minut,
 - c) umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe,
 - d) umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.3.7** Transmisja danych z układów pomiarowo - rozliczeniowych kategorii A1, A2, i A3 powinna być realizowana automatycznie – „off-line” (dla wytwórców “on-line”) za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- II.4.7.3.8** Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację, a wymagania co do szybkości i jakości transmisji określa OSD.
- II.4.7.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B**
- II.4.7.4.1** Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w p. II.4.7.1.7. powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa uzwojenia pomiarowe na jednym rdzeniu o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - d) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w

pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- e) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- f) układy pomiarowe powinny umożliwiać transmisję danych nie rzadziej niż raz na dobę i nie częściej niż 4 razy na dobę przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej,
- g) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp lub za pomocą poczty elektronicznej),
- h) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.4.2 Dla układów pomiarowych kategorii B2, o których mowa w p. II.4.7.1.7. powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie rzadziej niż raz na miesiąc i nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
- h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.4.3 Dla układów pomiarowych kategorii B3, o których mowa w p. II.4.7.1.7. powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,

- c) dla układów pomiarowych o mocy pobieranej nie mniejszej niż 1MW (wyłącznie) i nie większej niż 5MW (wyłącznie) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- d) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- e) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie rzadziej niż raz na miesiąc i nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
- g) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.4.4 Dla układów pomiarowych kategorii B4, o których mowa w p. II.4.7.1.7. powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo - rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie rzadziej niż raz na miesiąc i nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.5. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C

II.4.7.5.1 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1, o których mowa w p.II.4.7.1.7. są następujące:

- a) przekładniki prądowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie

w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie rzadziej niż raz na miesiąc i nie częściej niż raz na dobę, przy czym nie jest wymagane dostarczanie danych o pobieranej mocy i energii biernej,

powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.5.2 Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2, o których mowa w pII.4.7.1.7 są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;
- b) W przypadku konieczności analizy profilu obciążenia OSD może zdecydować o wymogu :
- realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych, przy czym zaleca się transmisję danych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc),

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. O formie przekazywanych danych, stopniu szczegółowości, terminie oraz sposobie przekazywania, podmioty zostaną powiadomione przez operatora 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. O formie przekazywanych danych, stopniu szczegółowości, terminie oraz sposobie przekazywania, podmioty zostaną powiadomione przez operatora 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) rozpląwy 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 7 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.

II.5.4.4. O formie przekazywanych danych, stopniu szczegółowości, terminie oraz sposobie przekazywania, podmioty zostaną powiadomione przez operatora 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) przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
- c) dokonywaniem uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- d) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi eksploatację sieci dystrybucyjnej będącej jego własnością na podstawie obowiązujących „Zasad eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznej”.

Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej zobowiązane są do prowadzenia eksploatacji swoich urządzeń mogących mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej w sposób umożliwiający prawidłową i bezawaryjną pracę tej sieci.

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.

Szczegółowy zakres obowiązków powierzonych prowadzącemu eksploatację określają zapisy umowy.

Prowadzący eksploatację ponosi odpowiedzialność za szkody wyrządzone wskutek nieprawidłowego wykonywania powierzonych mu zadań.

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 szczegółowych „Zasadach eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych”, będących dokumentem związanym z niniejszą IRiESD.

III.1.1.6. Podmioty zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączone bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję ruchu i eksploatacji posiadanych urządzeń, instalacji i sieci oraz

instrukcję współpracy ruchowej (IWR), które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.

- III.1.1.7.** Podmioty zaliczone do IV, V i VI grupy przyłączeniowej, przyłączone bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym do 1kV, pełniące szczególne znaczenie w funkcjonowaniu miast oraz w przypadku braku dostaw energii elektrycznej stwarzające zagrożenie ekologiczne, opracowują instrukcję współpracy ruchowej zgodną z niniejszą IRiESD zawierającą niezbędne informacje do kontaktów służb ruchowych.
- III.1.1.8.** Utrzymanie sieci dystrybucyjnej w należyтым stanie technicznym jest zapewniane między innymi przez poddanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym.
- III.1.1.9.** Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego.

Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemekhaniki) a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym reguluje jednoznacznie umowa o świadczenie usług przesyłowych. Operator systemu dystrybucyjnego może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę przesyłową wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

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 spełnienia 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 szczególne 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.1.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo – rozdzielczych w koordynowanej sieci 110kV może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii operatora systemu przesyłowego.

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.

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) instrukcję współpracy ruchowej opracowaną zgodnie z p.III.1.1.6,
- d) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- e) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych prób i pomiarów,
- f) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- g) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- h) protokoły badań zakłóceń,
- i) statystykę uszkodzeń i zakłóceń, w tym ewidencję wyłączeń,
- j) dziennik operacyjny,
- k) schemat elektryczny obiektu,
- l) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- m) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych,
- n) karty przełączeń,
- o) ewidencję założonych uziemień,
- p) programy łączeniowe.

III.1.5.4. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest ustalana przez właściciela lub przez podmiot prowadzący eksploatację na mocy umowy z właścicielem obiektu/urządzenia. 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 dystrybucyjnego.

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.1.7.7.** W przypadku wystąpienia awarii lub zakłóceń w sieci dystrybucyjnej operator systemu dystrybucyjnego w uzasadnionych przypadkach może zażądać od podmiotów przyłączonych udzielenia niezbędnych informacji ruchowych mogących mieć wpływ na analizę awarii i zakłóceń, w szczególności informacji o działaniach automatyki zabezpieczeniowej oraz postępowaniu służb ruchowych.

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) likwidacje.
- 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 I, II, III oraz VI grupy przyłączeniowej przyłączone do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- 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 opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci lub pracujące w ich pobliżu.
- 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.1.11.3.** Instrukcja organizacji bezpiecznej pracy, o której mowa w pkt. III.1.11.1, określa w szczególności :
 - a.) podział prac, formy i zasady wydawania poleceń,
 - b.) obowiązki pracowników w zakresie organizacji pracy,
 - c.) łączenie funkcji przy pracach na polecenie,
 - d.) wystawianie i przekazywanie poleceń,
 - e.) rejestrowanie i przechowywanie poleceń,
 - f.) przygotowanie miejsca pracy i dopuszczenie do pracy,
 - g.) przerwy w pracy i zakończenie w pracy,
 - h.) zasady organizacji pracy obowiązujących obcych wykonawców,
 - i.) zasady wykonywania prac przy urządzeniach i instalacjach elektroenergetycznych operatora systemu dystrybucyjnego,
 - j.) zasady bezpiecznego wykonywania pracy,
 - k.) czynności łączeniowe

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:
- opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne,
 - 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:
- 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,
 - przygotowanie przez operatora systemu dystrybucyjnego wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego,
 - 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:
- sposób powiadomienia odbiorcy o wprowadzaniu ograniczeń,
 - właściwy organ dyspozytorski uprawniony do przekazania poleceń,
 - 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 poszczególnymi operatorami 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 48,1Hz.

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 handlowo-technicznymi oraz operatorami handlowi jest określona w IRiESD-Bilansowanie.
- V.5.** Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.6.** Umowy o których mowa w p.V.5 stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje operatorów handlowo-technicznych oraz operatorów handlowych i określają w szczególności.

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, tygodniowych, miesięcznych, kwartalnych, rocznych i trzyletnich.
- 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 Załącznik nr 1.
- VI.1.7.** Operator systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego. Dane niezbędne do określenia nastaw automatyk 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 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:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej,
 - pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
 - liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni operatorzy systemów dystrybucyjnych, na podstawie zawartych umów,
 - czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6.** Służby dyspozytorskie, o których mowa w p.VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:
- śledzeniu pracy urządzeń,
 - 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. są rejestrowane na nośniku cyfrowym. Operator systemu dystrybucyjnego ustala okres ich przechowywania.

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

VI.2.11. Przedmiotem instrukcji, 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.2.12.** Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączów ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych zgodnie z opracowanymi i zatwierdzonymi instrukcjami. Instrukcje te nie mogą być sprzeczne z obowiązującą w TDGZE Instrukcją Łączów Ruchowych. Dopuszcza się przyjęcie do stosowania przez użytkowników systemu Instrukcji Łączów Ruchowych w TDGZE, która jest udostępniona na stronie internetowej operatora.

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 miesiąca, roku i 3 lat.
- 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:
- roczny - do 15 grudnia każdego roku na okres 3 kolejnych lat,
 - plan miesięczny – 28 dnia miesiąca poprzedzającego,
 - dobowy - 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 przesyła 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) rozprawy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
- e) dopuszczalne obciążenia,
- f) warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
- g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- h) nastawienia 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, tygodniowy 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 20 września roku poprzedzającego na 3 kolejne lata kalendarzowe,
- b) plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- c) plan tygodniowy do czwartku godz.12:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
- d) 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 sierpnia 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 tygodniowego – w terminie do wtorku do godziny 13:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
- d) do planu dobowego (korekta planu tygodniowego) – codziennie do godz. 10:00 na kolejne doby w ramach tygodnia planistycznego

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 20 dni dla elementów skoordynowanej sieci 110kV oraz 10 dni dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej przed planowanym wyłączeniem

VI.6.7. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni roboczych 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 skoordynowanej sieci 110 kV w terminie:

- a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
- b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
- c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
- d) 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 skoordynowanej 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.6.11. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. Operator systemu dystrybucyjnego ustala okres ich przechowywania

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. 20 dni dla elementów koordynowanej sieci 110kV oraz 10 dni dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej

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:
- czas synchronizacji,
 - czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - planowane obciążenie mocą czynną,
 - 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 i odbiorcy, posiadający jednostki wytwórcze przekazują, w formie ustalonej przez operatora systemu dystrybucyjnego następujące informacje:

- a) proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiciem na poszczególne miesiące od stycznia do grudnia danego roku, zestawienie zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej z uwzględnieniem numeru urządzenia, wielkości zmiany, daty i przyczyny zmiany (jeśli takie zmiany mają miejsce), planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej TDGZE w rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe oraz do dnia 15 stycznia, 15 kwietnia i 15 lipca, w każdym terminie dla kolejnych 18 miesięcy kalendarzowych ,
- b) planowaną miesięczną produkcję energii elektrycznej brutto oraz netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej TDGZE dla każdej godziny doby do 23 dnia miesiąca poprzedniego.
- c) planowane wartości mocy dyspozycyjnych, maksymalnych i minimalnych, planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz planowaną produkcję energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej TDGZE dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób.

Podmioty realizujące wymianę międzysystemową przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego:

1. planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej w rozbiciu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe
2. planowaną miesięczną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] w rozbiciu na godziny jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej do 23

dnia miesiąca poprzedniego

3. planowaną ilość energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się przesłać do innego operatora sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób.

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. ORGANIZACJA PRAC KOMISJI POAWARYJNYCH

VI.10.1. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, operator systemu dystrybucyjnego ma prawo powołać Komisję Poawaryjną.

VI.10.2. Komisja Poawaryjna jest powoływana przez operatora systemu dystrybucyjnego, z jego inicjatywy lub na wniosek użytkownika systemu, którego urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.

VI.10.3. W skład Komisji Poawaryjnej wchodzi po czterech przedstawicieli każdej ze stron uczestniczących w pracach przedmiotowej komisji (łącznie z Przewodniczącym).

VI.10.4. Operator systemu dystrybucyjnego lub użytkownik systemu wnioskujący o powołanie Komisji Poawaryjnej, przekazuje taki wniosek drugiej stronie na piśmie z jednoczesnym wykazem osób, które będą tą stroną w Komisji Poawaryjnej reprezentowały.

VI.10.5. Pismo z wnioskiem, o którym mowa w p. VI.10.4 będzie zawierało:

- 1) wskazanie przyczyn powołania Komisji Poawaryjnej (ustaleń, jakich ma dokonać),
- 2) dane personalne członków Komisji Poawaryjnej będących reprezentantami tej strony,
- 3) osobę, którą wyznaczono do kontaktów z drugą stroną w sprawach Komisji Poawaryjnej (dane personalne, nr telefonów, adres poczty elektronicznej).

VI.10.6. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo odmówić powołania komisji poawaryjnej, gdy przebieg awarii oraz przyczyna jej powstania jest znana oraz zostały podjęte działania zapobiegające powstaniu podobnych awarii w przyszłości. W tym przypadku operator systemu dystrybucyjnego zobowiązany jest do udzielenia pisemnych wyjaśnień dotyczących awarii.

VI.10.7. W przypadku zastrzeżeń do wyjaśnień, o których mowa w p. VI.10.6 użytkownik ma prawo wystąpić z nowym wnioskiem o powołanie Komisji Poawaryjnej zgodnie z p. VI.10.4

- VI.10.8.** Operator systemu dystrybucyjnego wyznacza Przewodniczącego Komisji.
- VI.10.9.** Strona, która otrzymała pismo z wnioskiem o powołanie Komisji Poawaryjnej zobowiązana będzie wyznaczyć swoich przedstawicieli w ciągu 10 dni od daty otrzymania pisma i powiadomić o tym żądającego na piśmie, faksem lub drogą elektroniczną.
- Strony mają prawo do zmiany osób wchodzących w skład Komisji. O fakcie zmiany składu Komisji Poawaryjnej, strona dokonująca zmiany winna poinformować pisemnie, faksem lub drogą elektroniczną drugą stronę najpóźniej na 5 dni przed dokonaniem zmiany.
- VI.10.10.** Przewodniczący zwołuje pierwsze posiedzenie Komisji Poawaryjnej w terminie 10 dni od uzyskania danych, o których mowa w p. VI.10.9. O dacie i miejscu pierwszego posiedzenia Komisji Przewodniczący powiadamia pozostałych Członków pisemnie, faksem lub pocztą elektroniczną nie później niż na 2 dni przed terminem tego posiedzenia.
- VI.10.11.** Do zadań Przewodniczącego należy przewodniczenie posiedzeniom Komisji oraz kierowanie jej pracami w tym wyznaczenie miejsca posiedzeń Komisji Poawaryjnej, zgodnie z p.VI.10.10.
- VI.10.12.** Posiedzenia Komisji Poawaryjnej odbywają się w siedzibie operatora, użytkownika systemu lub innym miejscu uzgodnionym przez strony.
- VI.10.13.** Obsługę biurową posiedzeń Komisji Poawaryjnej zapewnia strona wnioskująca o powołanie Komisji
- VI.10.14.** Strony są zobowiązane do udostępnienia Komisji Poawaryjnej wszelkich dokumentów, danych i informacji niezbędnych do jej działania.
- VI.10.15.** Komisja Poawaryjna może zapraszać do udziału w swoich pracach przedstawicieli operatora systemu przesyłowego lub niezależnych ekspertów.
- VI.10.16.** Koszty udziału w pracach Komisji Poawaryjnej osób, o których mowa w p.VI.10.15 ponosi w równej części każda ze stron uczestniczących w pracach Komisji.
- VI.10.17.** Komisja Poawaryjna powinna dokonać ustaleń, w sprawach do jakich została powołana w terminie 30 dni od daty pierwszego posiedzenia.
- VI.10.18.** Na wniosek Przewodniczącego lub jednej ze stron okres pracy Komisji Poawaryjnej, o którym mowa w p.VI.10.17 może zostać przedłużony jednakże nie więcej niż do 60 dni.
- VI.10.19.** Wnioski, a w szczególności, wnioski dotyczące przyczyn wyłączeń awaryjnych zapadają większością głosów. Jeżeli wnioski końcowe nie zostaną przyjęte większością głosów wówczas uważa się, iż Komisja nie ustaliła przyczyn wyłączenia. Dla przyjęcia wniosków wymagana jest obecność na posiedzeniu Komisji Poawaryjnej, co najmniej 5 osób.
- VI.10.20.** Jeżeli wnioski końcowe nie zostaną przyjęte zgodnie z p. VI.10.19, Komisja Poawaryjna kończy pracę sporządzając protokół rozbieżności.
- VI.10.21.** Protokoły posiedzeń Komisji Poawaryjnej podpisują wszyscy jej członkowie, są one sporządzane w takiej ilości egzemplarzy, jaka jest ilość stron uczestniczących w pracach Komisji.
- Po zakończeniu prac Komisji Przewodniczący przekazuje każdej ze stron po jednym komplecie protokołów.

VI.10.22. Protokół Komisji Poawaryjnej jest dokumentem opiniodawczym dla Zarządów stron uczestniczących w pracach komisji i nie upoważnia do podejmowania i przyjęcia przez strony zobowiązań finansowych.

VI.11. WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI

VI.11.1. Operator systemu dystrybucyjnego odpowiada za zabezpieczenie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu dla obszaru swojego działania.

VI.11.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz odbiorcami końcowymi zaliczonymi do I i II grupy przyłączeniowej, w zakresie przesyłania informacji wykorzystywanych w automatyce zabezpieczeniowej lub systemach dyspozytorskich.

VI.11.3. W przypadkach, w których wymagane jest dostosowanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej do potrzeb wymienionych w p.VI.11.1 zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań w obszarze budowy, eksploatacji oraz zapewnienia pewności i jakości transmisji.

VI.11.4. W przypadku nowych odbiorców końcowych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej wymagania związane z układami transmisji danych, są określone w warunkach przyłączenia, zaś ich realizacja jest uregulowana w umowie o przyłączenie do sieci.

VI.11.5. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w urządzenia telemechaniki i telekomunikacji niezbędne do komunikacji z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwym dla miejsca przyłączenia, w zakresie:

- 1) realizacji łączności dyspozytorskiej;
- 2) nadawania i odbioru danych niezbędnych do kierowania ruchem sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, tj. sygnałów z/do układów telemechaniki w zakresie telesygnalizacji, telemetrii i telesterowania oraz teleregulacji jednostek wytwórczych;
- 3) transmisji sygnałów układów telezabezpieczeń i automatyk systemowych;
- 4) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno- handlowych;
- 5) zapewnienia łączności ruchowej wewnątrz obiektów oraz ze służbami publicznymi.

VI.11.6. Kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji poszczególnych usług powinny zapewniać transmisję sygnałów z wymaganym standardem szybkości i jakości określonym przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji oraz powinny mieć pełną fizycznie niezależną rezerwację łączy

telekomunikacyjnych.

- VI.11.7.** Urządzenia telekomunikacyjne powinny spełniać wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej, określone w odrębnych przepisach, w zakresie:
- 1) odporności na obniżenia napięcia zasilającego;
 - 2) dopuszczalnych poziomów emitowanych harmonicznych prądu;
 - 3) odporności na wahania napięcia i prądu w sieci zasilającej;
 - 4) emisji i odporności na zakłócenia elektromagnetyczne.
- VI.11.8.** Urządzenia technologiczne systemów telekomunikacji powinny posiadać dopuszczenie do instalowania i użytkowania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz certyfikaty jakościowe w zakresie stosowania urządzeń i instalacji w obiektach elektroenergetycznych.
- VI.11.9.** Systemy teleinformatyczne wykorzystywane do wymiany informacji wymaganych dla:
- 1) bilansowania systemu pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a podmiotami, które na podstawie umowy zawartej z tym operatorem stały się uczestnikami mechanizmu bilansowania,
 - 2) prowadzenia ruchu sieciowego pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a elektrowniami posiadającymi jednostki wytwórcze, o mocy 100MW lub wyższej powinny zapewnić wymagane bezpieczeństwo, poufność i niezawodność przekazywania informacji..
- VI.11.10.** Systemy teleinformatyczne wykorzystywane przez operatorów systemu elektroenergetycznego do prowadzenia ruchu sieciowego powinny umożliwiać wzajemną wymianę danych dotyczących prowadzenia ruchu sieci na podstawie protokołów komunikacyjnych zgodnych z obowiązującymi standardami. Wymagania dotyczące wymiany danych określa instrukcja.
- VI.11.11.** Systemy telekomunikacyjne i teleinformatyczne powinny być odporne na awarie sieci elektroenergetycznej i zapewniać ciągłość pracy przez okres conajmniej 8 godzin po wystąpieniu takiej awarii.

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

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

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

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

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

VII.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyluczając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\text{tg } \varphi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV - w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

VII.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 95% tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4\%/-6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła 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,
- 3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu 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 niższym od 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	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	6 ... 24	0,5%
13	3%	21	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

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%	6 ... 24	0,5%
13	1,5%	21	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	$0,2 + 0,5 \times \frac{25}{h}$				

- 4) 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,

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

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

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

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:

- wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- wartość P_{It} nie powinna być większa niż 0,65,
- 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_{It} powinna wynosić $P_{It} = 0,65 P_{st}$.

VII.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

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

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

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

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

Rząd harmonicznego [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego [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 harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej [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 harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, wyrażony w % harmoniczej 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	≤0,6
23	0,9
25	0,8
27	≤0,6
29	0,7
31	0,7
≥33	≤0,6

VII.3. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

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 przerwanej z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się, zgodnie z zapisami w IWR - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na

współpracę ruchową z siecią,

- b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
 - 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
 - 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
 - 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowie kompleksowej.

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

VII.3.3. Na pisemny wniosek odbiorcy, stwierdzający niedotrzymania standardów jakości dostarczanej energii elektrycznej, operator systemu operacyjnego dokonuje rozpatrzenia i uznania jego zasadności.

Załącznik nr 1

do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

**WYKAZ ELEMENTÓW KOORDYNOWANEJ SIECI 110 kV ORAZ
JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH KOORDYNOWANYCH PRZEZ
OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO**

Wykaz jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TDGZE koordynowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego /PSE Południe S.A./

1. Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.	G1	G2		
2. PKE S.A. El. Halemba	G1	G2	G3	G4
3. PKE S.A. EC Katowice	G1			
4. EC Zabrze S.A.	G6	G7		
5. ZEC Bytom S.A.	G1	G2	G3	
6. EC Tychy S.A.	G1			

Wykaz elementów sieci dystrybucyjnej TDGZE koordynowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego /PSE Południe S.A./

a) linie wymiany z sąsiednimi operatorami systemu

S007	BIERUŃ – DWORY	t. 1	BIR1	DWO1
S008	BIERUŃ – DWORY	t. 2	BIR1	DWO1
S001	BLACHOWNIA - HUTA ŁABĘDY		BLA1	HLB1
S002	BLACHOWNIA – ŁABĘDY		BLA1	LAB1
S039	STUDZIENNA – POLSKA CEREKIEW		CER1	STU1
S013	CHORZÓW - ŁAGISZA	t. 1	CHO1	LAG1
S014	CHORZÓW - ŁAGISZA	t. 2	CHO1	LAG1
S034	CZECHOWICE – GOCZAŁKOWICE		CZC1	GOC1
S023	DĄBRÓWKA – ŁAGISZA		DKA1	LAG1
S022	DĄBRÓWKA – MIŁOWICE		DKA1	MIW1
S063	BIERUŃ – JELEŃ		BIR1	JEL1
S062	JAMNICE – BIERUŃ		JMN1	BIR1
S018	JAWORZNO II – PIOTROWICE		JA21	PTR1
S012	JULIAN – ŁAGISZA		JLN1	LAG1
S011	KALETY - MIASTECZKO		KLT1	MIA1
S024	KATOWICE – MARCHLEWSKI		KAT1	MAC1
S041	KĘDZIERZYN - KUŹNIA RACIBORSKA		KED1	KUR1
S003	KĘDZIERZYN - SOŚNICA	t. 1	KED1	SOS1
S004	KĘDZIERZYN - SOŚNICA	t. 2	KED1	SOS1
S038	KOP. SILESIA – PSZCZYNA		KS11	PSZ1
S037	MOSZCZENICA - ODLEWNIA SKOCZÓW		MOS1	OSK1
S036	MOSZCZENICA – HAŻLASKA		MOS1	HAZ1
S035	PAWŁOWICE – STRUMIEŃ		PAC1	STR1
S006	ROKITNICA - KRUPSKI MŁYN		ROK1	KRM1
S070	PNIÓWEK – MNISZTWO		PNI1	MNI1
S005	ROKITNICA – ZAWADZKIE		ROK1	ZAW1

S009	ROZALIA – ŁAGISZA	ROL1	LAG1
S040	STUDZIENNA – KIETRZ	STU1	KTZ1
S028	SZOPIENICE - OSTROGÓRSKA	SZO1	OSG1
S030	SZOPIENICE WSCHÓD - MYSŁOWICE	SWS1	MSW1
S019	SZYB WACŁAW – BRYNÓW	SWL1	BRY1
S010	WRZOSOWA - MIASTECZKO	WRZ1	MIA1
V680	POGWIZDÓW – DARKOV t.1	PGW1	DA11
V679	POGWIZDÓW – DARKOV t.2	PGW1	DA11

b) linie w obszarze działania TDGZE

	BOLKO - ROZALIA	BKO1	ROL1
S870	ANIOŁKI - KOP. SZCZYGLÓWICE	ANK1	KSZ1
S312	BORYNIA – JASTRZĘBIE	BOR1	JAT1
S327	BORYNIA – ZOFIÓWKA	BOR1	ZOF1
S387	BORYNIA – WIELOPOLE	BOR1	WIE1
S306	BORYNIA – ŻABINIEC	BOR1	ZBN1
S854	BRYNÓW – DĄB	BRY1	DAB1
S342	BRYNÓW - HUTA BAILDON	BRY1	RBA1
S895	BUDRYK – ORZESZE	BUD1	ORE1
S3217	BYTKÓW – LEŚNA	BTK1	LEA1
S339	CHORZÓW - ŁAGIEWNIKI	CHO1	LGW1
S841	CHORZÓW – PIAŚNIKI	CHO1	PIA1
S867	CHUDÓW – HALEMBA	CHD1	HAL1
S849	CHWAŁOWICE – PARUSZOWIEC	CHW1	PAR1
S858	DABRÓWKA – KATOWICE t. 2	DKA1	KAT1
S3215	DĄB - HUTA BAILDON	DAB1	RBA1
S3213	DĄB – OBROKI	DAB1	OBR1
S357	DABRÓWKA - KATOWICE t. 1	DKA1	KAT1
S301	DĘBIEŃSKO – CHUDÓW	DEB1	CHD1
S323	DĘBIEŃSKO – ODSALANIE	DEB1	ODS1
S853	DYMITROW – BOLKO	DYM1	BKO1
S373	DYMITROW – SZOMBIERKI	DYM1	SZB1
S893	EC. TYCHY - TYCHY MIASTO	TEC1	TMI1
S3209	EC. TYCHY - URBANOWICE t. 1	TEC1	URB1
S388	FLORIAN – WIREK	FLO1	WIR1
S394	FSM TYCHY – BIERUŃ	FST1	BIR1
S304	GOCZAŁKOWICE - OGRODNICZA	GOC1	OGR1
S307	HALEMBA – ANIOŁKI	HAL1	ANK1
S871	GISZOWIEC – ROZDZIENSKI	GIS1	SRW1
S334	HALEMBA – ŁAZISKA t. 1	HAL1	LAZ1
S335	HALEMBA – ŁAZISKA t. 2	HAL1	LAZ1

S330	HALEMBA - SOŚNICA	t. 1	HAL1	SOS1
S331	HALEMBA - SOŚNICA	t. 2	HAL1	SOS1
S352	HALEMBA – WALENTY		HAL1	WLT1
S328	HALEMBA - WENTYLATORY HALEMBA		HAL1	WHA1
S329	HALEMBA – ZALEWISKO		HAL1	ZAL1
S353	HALEMBA – LECH		HAL1	LEH1
S3210	HUTA ŁABĘDY – BUMAR		HLB1	BUM1
S3221	HUTA ŁABĘDY – STREFA		HLB1	STF1
S338	HUTA POKÓJ – PIAŚNIKI		HPO1	PIA1
S319	HUTA SILESIA - JANKOWICE		HSI1	JAK1
S801	HUTA SILESIA - WIELOPOLE		HSI1	WIE1
S311	JASTRZĘBIE – MOSZCZENICA		JAT1	MOS1
S823	JULIAN – RADZIONKÓW		JLN1	RDK1
S898	KAROL – ŁAGIEWNIKI		KAR1	LGW1
S892	KATOWICE – DĄB		KAT1	DAB1
S369	KATOWICE – BRYNÓW		KAT1	BRY1
S873	KATOWICE – SZOPIENICE		KAT1	SZO1
S3222	KATOWICE - WEŁNOWIEC		KAT1	WEL1
S383	KATOWICE – GISZOWIEC		KAT1	GIS1
S834	KŁOKOCIN – FOLWARK		KLK1	FOL1
S389	KOP. POKÓJ - FLORIAN		KPO1	FLO1
S322	KOP. SZCZYGLÓWICE - WIELOPOLE		KSZ1	WIE1
S378	KOPANINA - FSM TYCHY		KOP1	FST1
S332	KOPANINA – ŁAZISKA	t. 1 PSE	KOP1	LAZ1
S391	KOPANINA - PAPROCANY		KOP1	PAP1
S308	KOPANINA - PSZCZYNA		KOP1	PSZ1
S803	KOPANINA – RETA		KOP1	RET1
S377	KOPANINA - TYCHY MIASTO		KOP1	TMI1
S392	KOPANINA – WIREK		KOP1	WIR1
S825	KOPANINA – ŻWAKÓW		KOP1	ZWK1
S333	KOPANINA – ŁAZISKA	t. 2 PSE	KOP1	LAZ1
S839	KOZŁOWSKA – TRYNEK		KOK1	TRY1
S3211	KOZŁOWSKA – STREFA		KOK1	STF1
S302	KUŹNIA RACIBORSKA - RYDUŁTOWY		KUR1	RYD1
S813	LESZCZYNY - WIELOPOLE		LEN1	WIE1
S359	LECH – KOP POKÓJ		LEH1	KPO1
S802	LEŚNA – KLIMZOWIEC		LEA1	KMZ1
S855	LEŚNA – OBROKI		LEA1	OBR1
S364	LEŚNA – WIREK		LEA1	WIR1
S899	LIGOTA – BRYNÓW		LGT1	BRY1
S851	ŁABĘDY – HUTA ŁABĘDY		LAB1	HLB1

S850	ŁABĘDY – ROKITNICA	LAB1	ROK1
S305	ŁAZISKA – SUSZEC	LAZ1	SUS1
S815	MIASTECZKO - CYNK MIASTECZKO	MIA1	CYM1
S804	MIECHOWICE - POWSTAŃCÓW	MIE1	PWT1
S366	MIECHOWICE - RADZIONKÓW	MIE1	RDK1
S866	MIECHOWICE – WIERZBOWA	MIE1	WBA1
S3204	MIECHOWICE -ROKITNICA t. 1	MIE1	ROK1
S3203	MIECHOWICE -ROKITNICA t. 2	MIE1	ROK1
S365	MIECHOWICE –ZABRZE	MIE1	ZAB1
S3218	MIKULCZYCE - ROKITNICA	MIK1	ROK1
S313	MOSZCZENICA - WODZIŚLAW	MOS1	WOD1
S810	MYŚLIWSKA – STREFA	MYS1	STF1
S814	NOWINY – RADLIN	NOW1	RDL1
S324	NOWINY – WIELOPOLE	NOW1	WIE1
S3208	ODSALANIE - LESZCZYNY	ODS1	LEN1
S874	OGRODNICZA - ŁAZISKA	OGR1	LAZ1
S390	PAPROCANY - EC. TYCHY	PAP1	TEC1
S398	ORZESZE – ŁAZISKA	ORE1	LAZ1
S303	PIASKOWA - RYDUŁTOWY	PWA1	RYD1
S337	PARUSZOWIEC - WIELOPOLE	PAR1	WIE1
S386	PIASKOWA - STUDZIENNA	PWA1	STU1
S393	PIAST – BIERUŃ	PST1	BIR1
S845	PIOTROWICE – BRYNÓW	PTR1	BRY1
S846	PNIÓWEK – BORYNIA	PNI1	BOR1
S880	PNIÓWEK - PAWŁOWICE	PNI1	PAC1
S865	PNIÓWEK – POGWIZDÓW	PNI1	PGW1
S830	PNIÓWEK – SUSZEC	PNI1	SUS1
S847	PNIÓWEK – WIELOPOLE	PNI1	WIE1
S309	POCHWACIE - MOSZCZENICA	POC1	MOS1
S864	POGWIZDÓW – MOSZCZENICA	PGW1	MOS1
S355	POWSTAŃCÓW - MIASTECZKO	PWT1	MIA1
S395	PRZYSZOWICE - WIELOPOLE	PRY1	WIE1
S320	RADLIN – RYDUŁTOWY	RDL1	RYD1
S396	RADLIN - SZYB MARKLOWICE	RDL1	SMA1
S362	RETA – LIGOTA	RET1	LGT1
S361	ROBOTNICZA – SOŚNICA	ROB1	SOS1
S3202	ROKITNICA – BARBARA	ROK1	BAR1
S840	ROKITNICA – BUMAR	ROK1	BUM1
S3201	ROKITNICA - MYŚLIWSKA	ROK1	MYS1
S879	RYDUŁTOWY – PSZÓW	RYD1	PSW1
S3205	ROKITNIKA – SOWICE	ROK1	SWC1

S836	RYDUŁTOWY – WODZISŁAW	RYD1	WOD1
S835	SOŚNICA – PRZYSZOWICE	SOS1	PRY1
S3206	SOŚNICA – FOCH	SOS1	SFO1
S824	SOWICE - CYNK MIASTECZKO	SWC1	CYM1
S828	CHWAŁOWICE – SZYB MARKLOWICE	CHW1	SMA1
S374	SZOMBIERKI – ZABRZE	SZB1	ZAB1
S384	SZ.BRONISŁAW – ROZDZIĘŃSKI	SBR1	SRW1
S385	SZ.BRONISŁAW – ZIEMOWIT	SBR1	ZIE1
S375	KATOWICE - SZOPIENICE WSCH.	KAT1	SWS1
S844	FOCH – WIELOPOLE	SFO1	WIE1
S806	TRYNEK - ROBOTNICZA	TRY1	ROB1
S340	URBANOWICE - EC TYCHY t. 2	URB1	TEC1
S382	URBANOWICE – PIAST	URB1	PST1
S843	WALENTY – KAROL	WLT1	KAR1
S833	WENTYLATORY HALEMBA - ZABRZE	WHA1	ZAB1
S852	WIELOPOLE – KŁOKOCIN	WIE1	KLK1
S325	WIELOPOLE - RADLIN	WIE1	RDL1
S321	WIELOPOLE - RYDUŁTOWY	WIE1	RYD1
S354	WIERZBOWA - MIASTECZKO	WBA1	MIA1
S350	WIREK - HALEMBA t. 1	WIR1	HAL1
S351	WIREK - HALEMBA t. 2	WIR1	HAL1
S336	ZABRZE – MIKULCZYCE	ZAB1	MIK1
S809	ZABRZE - ROKITNICA t. 2	ZAB1	ROK1
S878	ZALEWISKO – ZABRZE	ZAL1	ZAB1
S371	ZIEMOWIT - URBANOWICE	ZIE1	URB1
S842	ZOFIÓWKA – POCHWACIE	ZOF1	POC1
S862	ŻABINIEC – ŁAZISKA	ZBN1	LAZ1
S869	ŻORY – FOLWARK	ZOR1	FOL1
S872	ŻWAKÓW – PAPROCANY	ZWK1	PAP1
S856	CHORZÓW – BYTKÓW	CHO1	BTK1
S317	MOSZCZENICA - JANKOWICE	MOS1	JAK1
S363	CHORZÓW – KLIMZOWIEC	CHO1	KMZ1
S315	MOSZCZENICA – PSZÓW	MOS1	PSW1
S829	MIECHOWICE – SZOMBIERKI T.1	MIE1	SZB1
S379	MIECHOWICE – SZOMBIERKI T.2	MIE1	SZB1
S3220	STREFA – BARBARA	STF1	BAR1
S380	WIREK – HUTA POKÓJ	WIR1	HPO1

Załącznik nr 2

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. Dla istniejących jednostek wytwórczych nie spełniających przedmiotowych wymagań technicznych ustala się okres dostosowawczy na ich spełnienie obowiązujący do końca 2006 r.
- 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 o której mowa w punkcie II.1.6. d), 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, w sposób nieograniczony dla operatora systemu dystrybucyjnego.
- 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 zwarciova w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
 - a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.
- 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 I TELEMCHANIKA.

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami części ogólnej IRiESD 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 wyposażać 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:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
 - 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:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,
 - 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.
- 3.18. Dla jednostek wytwórczych wymaga się w zakresie telemechaniki:
- dla jednostek wytwórczych o mocy do 1 MW
 - telesygnalizacji stanu położenia wyłącznika generatora lub łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią przedsiębiorstwa energetycznego (dwubitowo),
 - telepomiarów prądu, napięcia, mocy czynnej i biernej na zaciskach jednostki

wytwórczej (brutto),

b) dla jednostek wytwórczych o mocy powyżej 1 MW

- telesygnalizacji stanu położenia wyłączników, rozłączników i odłączników po stronie napięcia generatorowego jednostek wytwórczych (dwubitowo),

- telepomiarów prądu, napięcia, mocy czynnej i biernej na zaciskach jednostki wytwórczej (brutto) oraz w punkcie przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetycznego (netto) dla każdej jednostki wytwórczej oraz sumarycznej mocy czynnej i biernej na zaciskach jednostek wytwórczych (brutto).

- 3.19. Dla umożliwienia współpracy urządzeń telemechaniki z systemem dyspozytorskim WindEx należy na stacji zastosować urządzenia telemechaniki, które będą umożliwiały przesył sygnałów w standardzie elektrycznym RS 232, z prędkością 9600 Bd, w protokole DNP 3.0 lub innym standardowym protokole komunikacyjnym uzgodnionym z operatorem systemu dystrybucyjnego (np. IEC 870-5-101).
- 3.20. W zakresie łączności operator systemu dystrybucyjnego określi punkt styku z siecią teletransmisyjną, do którego należy zapewnić łączność z zachowaniem podanych wyżej wymagań dla kanału telemechaniki.
- 3.21. Na podany wyżej zakres telemechaniki wymagane jest wykonanie dokumentacji technicznej, która podlega zatwierdzeniu przez operatora systemu dystrybucyjnego. W ramach dokumentacji należy w zakresie prac każdorazowo uwzględnić wykonanie edycji telemechaniki w systemie dyspozytorskim WindEx.

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 ÷ 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 harmonicznnych odniesionych do harmonicznnej podstawowej nie może przekraczać odpowiednio:
- 1,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - 2,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - 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:
- 2 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - 4,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - 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 harmonicznnych, 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 110/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 wyłączenie 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 przyłączonej

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 mniejszym 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 wyłączenia.

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 wyłączenie 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 wyłączenie 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

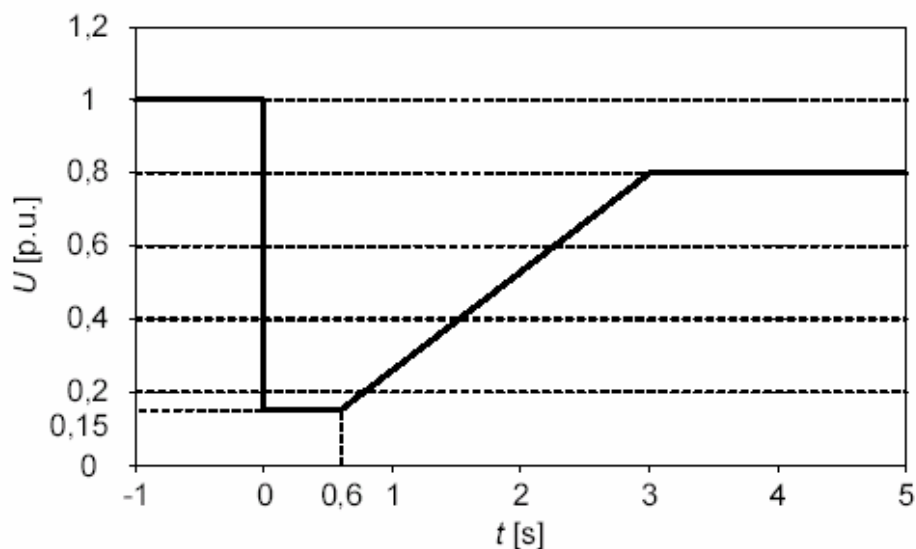
- 7.5.1. Wyposażenie elektrowni wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci i stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 7.5.2. Elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika 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.
- 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:
- 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,
 - 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:
- $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,
 - $P_{lt} < 0,25$ 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 harmonicznym napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznym 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 projektu podstawowego elektrowni wiatrowej należy przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą sprawdzenie:

- a) kompletności zabezpieczeń,
- b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach i w rozdzielni elektrowni wiatrowej,
- c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu rozdzielczego 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 sygnałów 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 osiągnana 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.

Załącznik nr 3

do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

KARTY AKTUALIZACJI

