



INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Data wejścia w życie niniejszej Instrukcji:20 LISTOPAD 2008

**Wiceprezes Zarządu
ds. Dystrybucji**


.....
mgr inż. Piotr Ordyna

Prezes Zarządu


.....
mgr inż. Piotr Ordyna

Kraków,LISTOPAD 2008

WPROWADZENIE

ENION GRUPA TAURON S.A. działa na obszarze 25538 km², na terenie województw: małopolskiego, śląskiego, podkarpackiego, opolskiego, łódzkiego, świętokrzyskiego i dostarcza energię elektryczną do około 2300 tys. klientów.

ENION GRUPA TAURON S.A. realizuje swoją działalność podstawową w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz w zakresie obsługi klientów poprzez Oddziały w Będzinie, Bielsku-Białej, Częstochowie, Krakowie i Tarnowie.

Usytuowanie Koncernu ENION GRUPA TAURON S.A. w sektorze energetycznym Polski pokazano na rys. 1.

Na rys. 2 pokazano obszar działania ENION GRUPA TAURON S.A.



Rys.1.

ENION GRUPA TAURON S.A.



Rys.2.

ENION GRUPA TAURON S.A.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ OGÓLNA

mev

SPIS TREŚCI

	Wprowadzenie	2
I.	Postanowienia ogólne	6
II.	Przylączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, instalacji i urządzeń odbiorców końcowych oraz połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich	11
	II.1. Zasady przylączenia	11
	II.2. Zasady wzajemnego przylączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych.....	16
	II.3. Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej	17
	II.4. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich	19
	II.5. Dane przekazywane do operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej	28
III.	Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci	33
	III.1. Zasady i standardy techniczne eksploatacji	33
	III.2. Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów	39
IV.	Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	44
	IV.1. Stan zagrożenia KSE, awaria sieciowa i awaria w systemie	44
	IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej.....	45
	IV.3. Zasady postępowania przy wystąpieniu zagrożeń ciągłości dostaw lub wystąpieniu awarii	45
V.	Współpraca operatora systemu dystrybucyjnego z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu	49
VI.	Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej.....	50
	VI.1. Obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego	50
	VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego	51
	VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej	53
	VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany międzysystemowej	54
	VI.5. Programy pracy sieci dystrybucyjnej.....	54
	VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.....	55
	VI.7. Programy łączeniowe	56
	VI.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej	57
	VI.9. Dane przekazywane przez podmioty operatorowi systemu dystrybucyjnego	58
	VI.10. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi	59
VII.	Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	61
	VII.1. Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej	61
	VII.2. Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej	64
	VII.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	67
VIII.	Słownik pojęć i definicji	69
	VIII.1. Oznaczenia sktótów	69
	VIII.2. Pojęcia i definicje	71

Załącznik nr 1 Wykaz elementów koordynowanej sieci 110 kV oraz jednostek wytwórczych

ma

	dysponowanych przez operatora systemu przesyłowego	78
Załącznik nr 2	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej	98
Załącznik nr 3	Karty aktualizacji	114

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1. ENION GRUPA TAURON S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.2. ENION GRUPA TAURON S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności:
- wymagania zawarte w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2006r., nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
 - wymagania zawarte w ustawie Kodeks Pracy (Dz. U. z 1974r., nr 24, poz. 141),
 - koncesję ENION GRUPA TAURON S.A. na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/10/2717/U/3/98/JŻ z dnia 16 listopada 1998 r.
 - wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
 - wymagania zawarte w ustawie z dnia 7 lipca 1994r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2000r. Nr 106, poz. 1126 wraz z późniejszymi zmianami).
- I.4. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez operatora systemu dystrybucyjnego instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.
- I.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych, w szczególności dotyczące:
- przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
 - wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
 - 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,
 - współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV,
 - przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz

pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,

- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,

oraz zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

- I.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego, niezależnie od praw własności.

- I.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

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

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez operatora systemu przesyłowego,
- 3) podmioty przyłączone do sieci koordynowanej 110 kV i linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW,
- 4) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców;
- 5) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym;
- 6) wytwórców posiadających jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada operator systemu przesyłowego.

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

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

gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,

- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
- 5) 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,
- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 7) 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,
- 8) 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,
- 9) 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,
- 9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie danych, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
 - c) opracowanie, aktualizację i udostępnienie odbiorcom ich standardowych profili zużycia oraz uwzględnienie zasad ich stosowania w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zgodnie z art. 9g ust. 9 Prawa energetycznego,
 - d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,

- e) opracowanie i wdrażanie procedury zmiany sprzedawcy oraz jej uwzględnienia w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zgodnie z art. 9g ust. 9 Prawa energetycznego,
 - 10) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
 - 12) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
 - 13) 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 Załączniku nr 1.
- I.11. Operator systemu dystrybucyjnego ponosi 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 na liniach 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW i 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. nr karty aktualizacji,
2. datę wprowadzenia w życie aktualizacji,
3. liczbę porządkową kolejnych zmian, wraz z jednoznacznym określeniem miejsca zmiany oraz zmienionym tekstem,
4. podpis osoby zatwierdzającej aktualizację.

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

Karty aktualizacji stanowią Załącznik nr 3 do IRiESD.

I.18. Operator systemu dystrybucyjnego na własnych ogólnodostępnych stronach internetowych informuje użytkowników systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.

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

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci podmiot ubiega się o przyłączenie.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od operatora systemu dystrybucyjnego, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - 2) złożenie przez podmiot u operatora systemu dystrybucyjnego, kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - 3) wydanie przez operatora systemu dystrybucyjnego warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
 - 4) zawarcie umowy o przyłączenie,
 - 5) realizację przyłącza(-y) i niezbędnej rozbudowy sieci,
 - 6) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza (-y) i przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 7) zawarcie przez podmiot umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej,
 - 8) przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci urządzeń wytwórczych, sieci, instalacji, urządzeń odbiorców końcowych oraz połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia 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 dołączyć:
- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
 - 3) wyciąg ze sprawozdania z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe, jeżeli wniosek dotyczy warunków przyłączenia farm

wiatrowych,

- 4) 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 wnioszek składają podmioty zaliczane do I i II grupy przyłączeniowej. Ekspertyza ta jest podstawą określenia warunków przyłączenia.
- 5) punktu 4 nie stosuje się, jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia składa:
 - a) wytwórca – dla jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW;
 - b) odbiorca końcowy – dla swoich urządzeń o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW.

- II.1.7. 1. Warunki przyłączenia w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w p. II.1.3. oraz odpowiednio do potrzeb zawierają w szczególności:
- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączyć się z siecią,
 - 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
 - 3) moc przyłączeniową,
 - 4) rodzaj przyłącza,
 - 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
 - 6) wymagania wynikające z IRIESD,
 - 7) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
 - 8) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
 - 9) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - 10) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - 11) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
 - 12) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączenia lub trwania;
 - 13) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
 - 14) 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.
- 15) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
 - 16) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
2. Warunki przyłączenia wytwórcy, jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne, powinny określać: wymagania, dane i informacje, o których mowa w punkcie II.1.7.1 oraz wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas wprowadzania przez wytwórcę do sieci wyprodukowanej energii elektrycznej czynnej.
 3. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w II.1.6 punkt 4), 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.
 4. Przedsiębiorstwo energetyczne nie będące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo jest przyłączone.
 5. Operatorzy dokonują uzgodnień, o których mowa w ust. 3 i 4, w terminie nie przekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia, albo warunków połączenia sieci.
- II.1.8. Operator systemu dystrybucyjnego wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
 - 2) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez 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 przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV,
 - 4) 90 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.
- II.1.9. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich określenia, chyba że umowa o przyłączenie przedłuży ten okres.
- II.1.10. Wraz z określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

- II.1.11. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego na podstawie opracowywanych przez tego operatora warunków przyłączenia może wpłynąć na warunki pracy sieci innego operatora systemu dystrybucyjnego, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień, w zakresie wzajemnego ponoszenia skutków wynikających z przyłączenia do sieci.
- II.1.12. Operator systemu dystrybucyjnego wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w p. II.1.11.
- II.1.13. Warunki przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV oraz połączenia koordynowanej sieci 110 kV między operatorami systemów dystrybucyjnych wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego.
- 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 określane przez przedsiębiorstwo energetyczne, posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem, wymagają zgodnie z ww. postanowieniami uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego, uzgodnień dokonuje operator systemu dystrybucyjnego.
- 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

172

parametrów,

- 8) warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
- 9) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
- 10) planowane ilości energii elektrycznej pobieranej lub dostarczanej,
- 11) moc przyłączeniową,
- 12) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- 13) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

- II.1.18. 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. Warunki połączenia koordynowanej sieci 110 kV pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz warunki połączenia sieci pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, a operatorem zagranicznym określa umowa; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.
- II.1.21. Warunek, o którym mowa w p. II.1.20 nie dotyczy sieci dystrybucyjnej tworzącej oddzielny obszar regulacyjny.
- II.1.22. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje, sieci i jednostki wytwórcze określają rozdziały II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.23. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.24. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez operatora systemu dystrybucyjnego podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują temu operatorowi dane określone w rozdziale II.5.
- II.1.25. Wytwórcy przyłączani do sieci dystrybucyjnej oraz wytwórcy dokonujący zmian w zakresie mocy, posiadający koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia wielkości mocy znamionowej, osiągalnej i minimalnej technicznej do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są również do operatora systemu dystrybucyjnego.

II.2. ZASADY WZAJEMNEGO PRZYŁĄCZANIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

II.2.1. Zasady wzajemnego przyłączania sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV.

II.2.2. Umowa, o której mowa w p. II.2.1, w zakresie przyłączania sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych powinna określać w szczególności:

- 1) strony zawierające umowę,
- 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
- 3) termin realizacji przyłączenia,
- 4) wysokość opłaty za przyłączenie i zasady rozliczeń,
- 5) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,
- 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego 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 energii elektrycznej 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

Be

dystrybucyjnego o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia, z wyjątkiem przypadków o których mowa w p. II.3.2.1. W ww. zawiadomieniu operator systemu dystrybucyjnego informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w p. II.3.1.9.

- II.3.1.5. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej, uzgadnia z operatorem systemu dystrybucyjnego tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. Operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego i sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.3.1.7. Operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie od sieci urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów o których mowa w p.II.1.13.
- II.3.1.8 W niezbędnych przypadkach operator systemu dystrybucyjnego zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej, określające w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - b) termin odłączenia,
 - c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony operatora systemu dystrybucyjnego za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
 - e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.
- II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w rozdziale II.1.
- II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.**
- II.3.2.1 Operator systemu dystrybucyjnego wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p.II.1.18, operator systemu dystrybucyjnego stwierdzi, że:
- a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej,

lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.

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

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 dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
 - 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.
- II.4.1.2. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych urządzenia, instalacje i sieci, muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, prawa energetycznego, 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 w strefie podstawowej w urządzeniach przyłączonych do sieci 110 kV mają być nie dłuższe niż 150 ms.
- II.4.2.3. Czas wyłączania zwarć w urządzeniach przyłączonych do sieci 110 kV przez zabezpieczenie rezerwowe ma być nie dłuższy niż ustalony przez operatora systemu dystrybucyjnego.
- II.4.2.4. Operator systemu dystrybucyjnego określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci 110 kV są akceptowane przez operatora systemu przesyłowego.
- II.4.2.5. Urządzenia pierwotne przyłączone bezpośrednio do sieci 110 kV, powinny być wyposażone w układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Czasy likwidacji zwarć przez układy rezerwy lokalnej nie mogą przekraczać 500 ms.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne i operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w p.II.4.3.1 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a operatorem systemu dystrybucyjnego, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 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 w jednostkach wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej jak i w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej w otoczeniu miejsca przyłączenia urządzeń i instalacji wytwórczych powinny zostać ustalone w warunkach przyłączenia i nie powinny być dla stref podstawowych dłuższe niż 150 ms.

II.4.3.5. Czasy wyłączania zwarć przez zabezpieczenie rezerwowe w jednostkach wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej w otoczeniu węzła przyłączenia jednostek wytwórczych nie powinny być dłuższe niż 500 ms.

II.4.3.6. Nastawienia automatyk i zabezpieczeń jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powinny być skoordynowane przez operatora systemu dystrybucyjnego z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej i sieci przesyłowej w otoczeniu węzłów przyłączenia jednostek wytwórczych.

II.4.4. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich

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

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

II.4.4.3. W uzasadnionych przypadkach operator systemu dystrybucyjnego może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w p.II.4.5.2.

II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz inne przyłączane 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 p. II.4.7. IRiESD.

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.
- II.4.5.3. Nastawienia automatów i zabezpieczeń urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej muszą być skoordynowane z nastawieniami automatów i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.4. Operator systemu dystrybucyjnego określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatów i zabezpieczeń oraz środków ochrony przeciwporażeniowej stosowanych przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN, przy wydaniu lub określaniu warunków przyłączenia oraz przy zmianie warunków pracy sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.5. Ogólne wymagania stawiane nowo wybudowanym i modernizowanym urządzeniom elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej podyktowane względami niezawodnościowymi są następujące:
- a) należy stosować przynajmniej dwa niezależne zestawy zabezpieczeń dla poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej, przy czym wyjątek stanowią: zabezpieczenia szyn zbiorczych i układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej oraz zabezpieczenia sieci SN,
 - b) w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów zabezpieczeń, zaleca się, aby każde z nich współpracowało z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi),
 - 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.4.5.6. Zabezpieczenia i automatyka linii 110 kV**
- II.4.5.6.1. Zabezpieczenia i automatyki linii 110 kV należy dostosować do sposobu pracy i parametrów linii.
- II.4.5.6.2. 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 lub napowietrzno-kablowych,
- d) w uzasadnionych przypadkach urządzenia synchronizacji np. w węzłach sieci połączonych liniami 110 kV bezpośrednio z elektrowniami.

II.4.5.6.3. 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 lub napowietrzno-kablowych.

II.4.5.6.4. Linie blokowe wyposaża się w:

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

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

II.4.5.7. Zabezpieczenia i automatyki transformatorów mocy 110kV/SN

II.4.5.7.1. Transformatory mocy dwu i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w następujące układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej:

- a) zabezpieczenia podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze (zwarciowo-prądowe, a dla transformatorów powyżej 5 MVA różnicowe),
- b) każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo - zwłoczne,
- c) każda strona transformatora winna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie),
- d) zaleca się, aby każda ze stron SN transformatora była wyposażona w zabezpieczenia umożliwiające skracanie czasu zwarcia na szynach SN,
- e) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów,
- f) zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne powinny działać na wyłączenie.

II.4.5.7.2. Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:

- a) utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zaczepów,
- b) kontrolę prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.
- c) powinna być przystosowana do współpracy z nadrzędnym układem regulacji.

II.4.5.8. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażać należy w następujące

układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej:

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

II.4.5.9. 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.4.5.10. Nowobudowane i modernizowane rozdzielnie 110 kV systemu dystrybucyjnego należy wyposażać w niezależne układy zabezpieczenia szyn zbiorczych i układy lokalnego rezerwowania wyłączników. Dopuszcza się, za zgodą operatora systemu przesyłowego, stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

Ponadto:

- a) do kontroli wyłączenia się wyłącznika powinny być stosowane kryteria prądowe lub wyłącznikowe przy wykorzystaniu styków sygnałowych wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach oba kryteria,
- b) wyłączenie odpowiedniego systemu szyn, powinno być poprzedzone sterowaniem uzupełniającym poprzez element układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej przypisany polu, w którym zawiódł wyłącznik.

II.4.5.11. Łąca w układach elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej powinny zapewnić realizację podstawowych funkcji zabezpieczeniowych. Należy dla realizacji tego celu stosować dedykowane łącze o parametrach wymaganych dla danego typu zabezpieczeń. W swojej konstrukcji, zasadach działania i sposobach eksploatacji urządzenia zabezpieczeń linii elektroenergetycznych i współpracujące z nimi łącza powinny być traktowane jako jeden zespół urządzeń.

II.4.5.12. Rejestratory zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz wyłączników powinny być instalowane w stacjach i sieci dystrybucyjnej odpowiednio do znaczenia stacji w systemie. W modernizowanych obiektach w system rejestracji należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV.

II.4.5.13. Linie SN wyposaża się w:

- a) zabezpieczenia od zwarć wielofazowych działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii,
- b) zabezpieczenia od zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci uziemionej przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem

nie przekraczania maksymalnych prądów zwarcia doziemnego.

Za dopuszczalne prądy zwarcia doziemnego przyjmuje się dla sieci kablowej i kablowo – napowietrznej 50A, oraz dla sieci napowietrznej i napowietrzno – kablowej w zależności od wysokości napięcia: sieć 6kV – 30A, sieć 15kV lub 20kV – 15A oraz sieć 30kV – 10A,

- c) pola linii napowietrznych i napowietrzno – kablowych SN powinny być wyposażone w układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania.

II.4.5.14. Transformatory olejowe SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia powinny być wyposażone w następujące układy automatyki zabezpieczeniowej:

- a) zabezpieczenie reagujące na zwarcia w transformatorze (zabezpieczenie różnicowe dla transformatorów powyżej 5 MVA lub zwarciowo – prądowe bezzwłoczne) działające na wyłączenie,
- b) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od zwarć zewnętrznych działające na wyłączenie,
- c) zabezpieczenia fabryczne transformatora,
- d) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora.

II.4.5.15. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

- a) zabezpieczenie rezerwujące działanie zabezpieczeń nadprądowych w polach odpiływowych,
- b) zabezpieczenie zwarciooprądowe działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie,
- c) w sieci z rezystorem wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub dedykowany impuls wyłączający od zabezpieczenia transformatora uziemiającego.

II.4.5.16. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

- a) zanik napięcia na szynach SN,
- b) zwarcia doziemne w zasilanej sieci SN.

II.4.5.17. 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.4.5.18. 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.4.5.19. Pola linii odpiływowych rozdzielni SN w stacjach 110/SN powinny posiadać

nawiazanie do obwodów dwustopniowej automatyki SCO, SPZ/SCO i SNO z możliwością ich zablokowania.

- II.4.5.20. Rozdzielnia SN w stacjach 110/SN posiadająca przynajmniej dwa zasilania powinna być wyposażona w automatykę SZR.

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. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemechaniki stacji elektroenergetycznych z obsługą.

- II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

- a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
- b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności 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) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
- e) należy dążyć do tego, aby wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
- f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- g) należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i nadrzędnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

- II.4.6.4. Rozdzielnie 110kV powinny być objęte telemechaniką umożliwiającą co najmniej:

- a) telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) telesygnalizację:

- stanu położenia łączników,
- 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, włamaniową i przeciwpożarową.

c) telemetrię:

- pomiar mocy czynnej i biernej (oddanie i pobór),
- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.5. Rozdzielnie 110kV podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch tej sieci co najmniej następujące informacje:

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

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

a) telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.

b) telesygnalizację:

- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
- stanu automatyk stacyjnych,
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,

- 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 włamaniową i przeciwpożarową.

c) telemetrię:

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

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

II.4.6.8. Zaleca się, aby urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach były zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 6 godz.

II.4.7. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych

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

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

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do operatora systemu dystrybucyjnego przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- c) dane pomiarowe.

II.5.2. 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 dystrybucyjnej, 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 dystrybucyjnej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w zależności od potrzeb:
- a) nazwę węzła,
 - b) rodzaj i schemat stacji,
 - c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
 - d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
 - e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
 - f) ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami,
 - g) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
 - h) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
 - i) układ normalny pracy.
- II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w zależności od potrzeb:
- a) nazwę węzła początkowego,
 - b) nazwę węzła końcowego,
 - c) rezystancję linii,
 - d) reaktancję dla składowej zgodnej,
 - e) $1/2$ susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
 - f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
 - g) $1/2$ konduktancji poprzecznej,
 - h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
 - i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
 - j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.
- II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w zależności od potrzeb:

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

II.5.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w zależności od potrzeb:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- c) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
- d) maksymalną wartość siły elektromotorycznej $E'_{\max}$ podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- e) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- f) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- g) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- h) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- i) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- j) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- k) moc czynną potrzeb własnych,
- l) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- m) maksymalną generowaną moc czynną,
- n) minimalną generowaną moc czynną,
- o) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- p) statyzm turbiny,
- q) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- r) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.

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

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

- a) informacje o jednostkach wytwórczych,

- b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
 - c) informacje o zawarciu kontraktów na zakup energii elektrycznej,
 - d) informacje o wymianie międzysystemowej,
 - e) informacje o projektach zarządzania popytem,
 - f) inne dane w zakresie uzgodnionym przez operatora systemu dystrybucyjnego i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej.
- II.5.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w p. II.5.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:
- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
 - b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
 - c) przewidywaną elastyczność pracy,
 - d) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
 - e) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
 - f) przewidywane nakłady inwestycyjne na modernizację lub budowę nowych jednostek wytwórczych,
 - g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
 - h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
 - i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
 - j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.
- II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące dane, o których mowa w p. II.5.3.1:
- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w p. II.5.3.1, obejmują:
- a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - b) czas obowiązywania kontraktu.
- II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w p. II.5.3.1, obejmują:
- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu

dystrybucyjnego.

II.5.4. Dane pomiarowe

- II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dla dni, o których mowa w p.II.5.4.2., przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:
- a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
 - b) napięcia w węzłach sieci,
 - c) rozpływy mocy czynnej i biernej.
- II.5.4.2. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.
- II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają operatorowi systemu dystrybucyjnego wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.
- II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. ZASADY I STANDARDY TECHNICZNE EKSPLOATACJI

III.1.1. Przepisy ogólne

- III.1.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku bezpieczeństwa oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.
- III.1.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej i linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW obejmują zagadnienia związane z:
 - a) przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
 - b) wprowadzaniem urządzeń do ruchu,
 - c) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
 - d) przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - e) dokonywaniem uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - f) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- III.1.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.
- III.1.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz operatorem systemu dystrybucyjnego, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- III.1.1.5. Operator systemu dystrybucyjnego prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej instrukcji oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.
- III.1.1.6. 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, która powinna uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- III.1.1.7. Utrzymanie sieci dystrybucyjnej i linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW w należyтым stanie technicznym jest zapewniane między innymi przez poddanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym.

III.1.2. Przyjmowanie urządzeń i instalacji do eksploatacji

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

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

III.1.2.2. 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. Wprowadzenie urządzeń do ruchu

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

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

III.1.3.3. Decyzję – zgodę na załączenie urządzeń do ruchu wydaje osoba odpowiedzialna za eksploatację sieci dystrybucyjnej, do której przyłączane jest urządzenie. Podstawę do wydania decyzji stanowi stwierdzenie o gotowości urządzeń do przyjęcia do eksploatacji. W szczególnych przypadkach uprawnienia takie mogą wynikać z upoważnień określonych w szczegółowych instrukcjach eksploatacji urządzeń operatora systemu dystrybucyjnego.

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

- III.1.4.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- III.1.4.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.

III.1.5. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych

- III.1.5.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.
- III.1.5.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego reguluje umowa.
- III.1.5.3. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych na liniach 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW i w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- III.1.5.4. 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.1.6. Dokumentacja techniczna i prawna

- III.1.6.1. Właściciel obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
 - a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację techniczną i prawną,
 - b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.
- III.1.6.2. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
 - a) dokumentację powykonawczą,
 - b) w zależności od potrzeb, protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i zagrożenia wybuchem,
 - c) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
 - d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
 - e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

- III.1.6.3. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób,
 - b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
 - c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
 - d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych prób i pomiarów,
 - e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
 - f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
 - g) dziennik operacyjny,
 - h) schemat elektryczny obiektu,
 - i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
 - j) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych,
 - k) karty przełączeń,
 - l) ewidencję założonych uziemień,
 - m) programy łączeniowe.
- III.1.6.4. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest ustalana przez właściciela. W zależności od potrzeb i rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:
- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
 - b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
 - c) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
 - d) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
 - e) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
 - f) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
 - g) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
 - h) wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
 - i) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
 - j) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
 - k) wymagania związane z ochroną środowiska.

III.1.6.5. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

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

III.1.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych

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

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

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

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

III.1.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.1.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej spory rozstrzyga operator systemu dystrybucyjnego.

III.1.7.6. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.

III.1.8. Ochrona środowiska naturalnego

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

- III.1.8.2. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne wpływające na ograniczenie zagrożenia środowiska naturalnego wywołanego pracą urządzeń elektrycznych.
- III.1.8.3. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska przy utylizacji substancji szkodliwych wykorzystywanych w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej oraz zgodną z przepisami ochrony środowiska wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej.
- III.1.8.4. Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

III.1.9. Ochrona przeciwpożarowa

- III.1.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.
- III.1.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

III.1.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

- III.1.10.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej oraz linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW obejmujące:
 - a) oględziny, przeglądy oraz pomiary i próby eksploatacyjne,
 - b) konserwacje i remonty,
 - c) prace planowane przez podmioty zaliczane do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, o ile mogą one mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej i linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW.
- 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, sieci dystrybucyjnej i linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW 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 instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, obowiązujące osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- III.1.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni na zajmowanych stanowiskach.

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

III.2.1. Ogłędziny sieci elektroenergetycznej

- III.2.1.1. Ogłędziny elektroenergetycznej linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW i sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
- III.2.1.2. Ogłędziny linii napowietrznych o napięciu znamionowym 110 kV i linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW są przeprowadzane nie rzadziej niż raz w roku. Ogłędziny linii napowietrznych o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV są przeprowadzane nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- III.2.1.3. Podczas przeprowadzania ogłędzin linii napowietrznych sprawdza się w szczególności:
- a) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
 - b) stan przewodów i ich osprzętu,
 - c) stan podwieszanej linii światłowodowej wraz z osprzętem lub innych systemów łączności montowanych na linii,
 - d) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
 - e) stan odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
 - f) stan izolacji linii,
 - g) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
 - h) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
 - i) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
 - j) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,

k) wpływ na konstrukcje linii działania wód lub osiadania gruntu.

III.2.1.4. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane:

- a) nie rzadziej niż raz w roku, dla kabli o napięciu znamionowym 110 kV w zakresie określonym w p. III.2.1.5.,
- b) nie rzadziej niż raz na 5 lat, dla kabli o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV w zakresie widocznych elementów linii kablowej.

III.2.1.5. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych 110 kV sprawdza się w szczególności:

- a) stan oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
- b) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
- c) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
- d) stan głowic kablowych,
- e) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
- f) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
- g) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych i sprzętu pożarniczego,
- h) czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.

III.2.1.6. Oględziny stacji przeprowadza się w terminach:

- a) stacji o napięciu znamionowym 110 kV ze stałą obsługą: w skróconym zakresie – raz na dobę, w pełnym zakresie – nie rzadziej niż raz na pół roku,
- b) stacji o napięciu znamionowym 110 kV bez stałej obsługi: w pełnym zakresie – nie rzadziej niż raz na pół roku,
- c) stacji SN/SN i SN/nN wyposażonych w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN – w pełnym zakresie raz na pół roku,
- d) stacji wewnętrznych SN/nN – nie rzadziej niż raz na 2 lata,
- e) stacji słupowych SN/nN – nie rzadziej niż raz na 5 lat.

III.2.1.7. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:

- a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
- b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
- c) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
- d) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,

- e) stan techniczny transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
- f) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
- g) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
- h) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
- i) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- j) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
- k) poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach.

III.2.1.8. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:

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

III.2.2. Przeglądy sieci elektroenergetycznej

III.2.2.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej i linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.

III.2.2.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:

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

III.2.2.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:

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

III.2.2.4. Przegląd urządzeń stacji obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w p. III.2.1.8,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w odrębnych instrukcjach,
- c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
- d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
- e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
- g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
- h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
- i) konserwacje i naprawy.

III.2.3. Ocena stanu technicznego sieci elektroenergetycznej.

III.2.3.1. Oceny stanu technicznego sieci dystrybucyjnej i linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.

III.2.3.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego sieci dystrybucyjnej i linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW uwzględnia się w szczególności:

- a) wyniki oględzin, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
- b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci, o których mowa w p.VI.5,
- c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
- d) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,

- e) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów konserwacyjnych napraw i remontów,
- warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,

III.2.4. Remonty sieci elektroenergetycznej.

- III.2.4.1. Remonty sieci dystrybucyjnej oraz linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.

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

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

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

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

- IV.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. W szczególnych przypadkach operator systemu przesyłowego może ogłosić stan zagrożenia KSE.
- IV.1.2. Stan zagrożenia KSE jest ogłaszany w przypadku stwierdzenia realnego niebezpieczeństwa niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców. W szczególności stan zagrożenia KSE może być spowodowany:
- 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 oraz część szczegółowa IRiESD „Bilansowanie Systemu Dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.”.
- IV.1.4. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w p. IV.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania stanu zagrożenia KSE. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.
- IV.1.5. W stanie zagrożenia KSE ogłoszonym przez operatora systemu przesyłowego, JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń właściwego operatora systemu dystrybucyjnego. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia stanu zagrożenia KSE bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- IV.1.6. Operator systemu dystrybucyjnego wraz z operatorem systemu przesyłowego podejmują, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji stanu zagrożenia KSE, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IV.2.1. Operator systemu dystrybucyjnego prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.
- IV.2.2. Operator systemu dystrybucyjnego dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy oraz regulacyjnych usług systemowych, w zakresie wynikającym z umowy zawieranej z operatorem systemu przesyłowego.
- IV.2.3. W przypadku braku umowy, o której mowa w p. IV.2.2 odpowiedni poziom oraz struktura rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych są zapewniane zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej przez operatora systemu przesyłowego.

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

- IV.3.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- a) tryb normalny,
 - b) tryb awaryjny.
- IV.3.2. Zagadnienia związane z wprowadzaniem ograniczeń w dostawie energii elektrycznej wg trybu normalnego są regulowane w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne oraz w niniejszym rozdziale, natomiast z wprowadzaniem ograniczeń w dostawie energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są regulowane w niniejszym rozdziale.
- IV.3.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane wg trybu normalnego po wyczerpaniu przez operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego - przy dołożeniu należytej staranności.
- IV.3.4. Zgodnie z delegacją zawartą w ustawie Prawo energetyczne Rada Ministrów w drodze rozporządzenia może wprowadzić na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na czas określony, na terytorium kraju lub jego części, w przypadku możliwości wystąpienia:
- a) zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
 - b) zagrożenia bezpieczeństwa osób,
 - c) zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych.



- IV.3.5. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców objętych ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW.
- IV.3.6. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje działania niezbędne dla zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej i zapobiegania możliwości wystąpienia awarii w sieci, a także ograniczania skutków i czasu trwania takich awarii, przy współpracy z wytwórcami i odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych, a także z operatorem systemu przesyłowego.
- IV.3.7. W ramach działań, o których mowa w p. IV.3.6, operator systemu dystrybucyjnego:
- a) opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne,
 - b) stosuje automatykę SCO
 - c) stosuje automatykę SNO.
- IV.3.8. Operatorzy systemów dystrybucyjnych uzgadniają plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego.
- IV.3.9. Ograniczenia wprowadzane zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej określa się w stopniach zasilania od 11 do 20.
- IV.3.10. Operator systemu dystrybucyjnego określa wykaz odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
- IV.3.11. Operator systemu dystrybucyjnego powiadamia odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o przyjętym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o jego corocznych aktualizacjach.
- IV.3.12. Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:
- a) przygotowanie przez operatora systemu dystrybucyjnego dla odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z uwzględnieniem określonej przez odbiorcę wielkości mocy bezpiecznej,
 - b) uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego,
 - c) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do operatora systemu dystrybucyjnego przez operatora systemu przesyłowego uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.



- IV.3.13. Powiadomienie odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o procedurze wprowadzania ograniczeń wg trybu normalnego, o którym mowa w p. IV.3.1.a), obejmuje następujące informacje:
- a) sposób powiadomienia odbiorcy o wprowadzaniu ograniczeń,
 - b) właściwy organ dyspozytorski uprawniony do przekazania poleceń,
 - c) wielkości dopuszczalnego poboru mocy w poszczególnych okresach i na poszczególnych stopniach zasilania.
- IV.3.14. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.
- Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach.
- IV.3.15. Zasady i warunki wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są określone przez operatora systemu przesyłowego. Ograniczenia wprowadzane w tym trybie realizuje się jako wyłączenie awaryjne lub katastrofalne oraz samoczynnie za pomocą automatyki SCO i SNO.
- IV.3.16. Wyłączenia awaryjne lub katastrofalne odbiorców realizuje się na polecenie operatora systemu przesyłowego.
- Wyłączenia awaryjne i katastrofalne mogą być wprowadzone na polecenie operatora systemu dystrybucyjnego w przypadku zagrożenia życia i mienia ludzi, możliwości wystąpienia lub wystąpienia awarii sieciowej. W takich przypadkach operator systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany powiadomić o tym służby dyspozytorskie operatora systemu przesyłowego. Załączenia odbiorców, wyłączonych w trybie awaryjnym wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, powinny być dokonywane w porozumieniu z operatorem systemu przesyłowego.
- IV.3.17. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane w czasie do 1 godziny od wydania polecenia, poprzez wyłączenie linii i stacji SN. Przyjmuje się dziewięciostopniową skalę wyłączeń awaryjnych od A1 do A9. Wyłączenie awaryjne w skali A9 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15%.
- IV.3.18. 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.3.19. Operator systemu przesyłowego określa zmiany wartości mocy wyłączanych przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych, w terminach do końca marca każdego roku. Wartości mocy są obliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości

między wartością górną 49 Hz i dolną 48,1 Hz.

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

- IV.3.20. 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.3.21. 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.3.22. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - b) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - c) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania.
- IV.3.23. 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.3.24. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i stanu zagrożenia KSE dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia awaryjne zgodnie z p. IV.3.17.
- IV.3.25. 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 i SNO 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,
 - e) operatorami pomiarów.
- V.2. Operator systemu dystrybucyjnego współpracuje z operatorem systemu przesyłowego w celu określenia:
- a) układów pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy w zakresie planowania i prowadzenia ruchu tej sieci,
 - b) planów:
 - technicznych w zakresie możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dystrybucyjnym oraz realizacji zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej,
 - zapobiegania awariom i zagrożeniom bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego,
 - usuwania awarii lub zagrożeń w systemie dystrybucyjnym oraz planów odbudowy systemu,
 - rozwoju sieci,
 - c) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci,
 - d) sposobów stosowania układów automatyki zabezpieczeniowej.
- V.3. Zasady i zakres współpracy operatora systemu dystrybucyjnego z operatorem systemu przesyłowego określa oprócz IRiESD również IRiESP.
- V.4. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych są określone w rozdz. II, III i IV i VI.
- V.5. Współpraca operatora systemu dystrybucyjnego z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części szczegółowej IRiESD Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi”
- V.6. Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.1. OBOWIĄZKI OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu operator systemu dystrybucyjnego na obszarze kierowanej przez niego sieci dystrybucyjnej:
- 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 i JWCK, 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) opracowuje plany wprowadzania 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, 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 załączniku nr 1.
- VI.1.7. Operator systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatów sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego. Dane niezbędne do określenia nastaw automatów w koordynowanej sieci 110 kV, operator systemu dystrybucyjnego otrzymuje od operatora systemu przesyłowego.

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

- VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale VI.1, operator systemu dystrybucyjnego organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez operatora systemu dystrybucyjnego i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.
- VI.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w p. VI.2.2 są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów, o których mowa w p. VI.2.10.
- VI.2.5. Operator systemu dystrybucyjnego przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej,
 - b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD,
 - c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
 - d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni operatorzy systemów dystrybucyjnych, na podstawie zawartych umów,
 - e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w p. VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:
- a) śledzeniu pracy urządzeń,
 - b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,

- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.7. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.
- VI.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w p. VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:
- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.9. Wszystkie rozmowy prowadzone przez służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego z wykorzystaniem systemów łączności dyspozytorskiej powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. Okres przechowywania zarejestrowanych informacji nie może być krótszy niż 1 rok.
- VI.2.10. Zasady współpracy służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, której ruch prowadzi, w stanach pracy ustalonej systemu oraz w stanach szczególnych mogą być określone w umowach, porozumieniach lub instrukcjach współpracy.
- VI.2.11. Przedmiotem dokumentów, o których mowa w p. VI.2.10 jest w zależności od potrzeb:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
 - b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w rozdziale VI.1,
 - e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,

- h) zakres i tryb obiegu informacji,
- i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. Operator systemu dystrybucyjnego w zależności od potrzeb sporządza i udostępnia koordynacyjne plany produkcji energii elektrycznej oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- VI.3.2. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza i udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem współpracy z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.3.3. Jednostki wytwórcze i odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Jednostki wytwórcze i odbiorców końcowych obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- 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 VI.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.7. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza i udostępnia plany:
 - a) o których mowa w p. VI.3.1. - do 15 grudnia każdego roku na okres 3 kolejnych lat,
 - b) o których mowa w p. VI.3.2. - do godz. 16:00 doby $n-1$.
- VI.3.8. Operator systemu dystrybucyjnego zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia harmonogram 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.

mew

- 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 na zasadach określonych przez operatora systemu przesyłowego.
- VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany międzysystemowej o których mowa w p. VI.4.1. i 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 elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.
- VI.5.4. Programy pracy sieci 110 kV oraz linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW są opracowywane przez operatora systemu dystrybucyjnego do dnia 30 listopada każdego roku - na rok następny.
- VI.5.5. 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) rozpyły mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - e) warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy

biernej,

- f) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
- g) nastawienia zaczepów dławików gaszących i wartości prądów jednofazowego zwarcia z ziemią,
- h) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- i) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- j) harmonogram pracy transformatorów,
- k) wykaz jednostek wytwórczych w elektrowniach zawodowych i przemysłowych,
- l) wykaz baterii kondensatorów w stacjach 110/SN i SN/SN.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje w zależności od potrzeb: 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 1 października roku poprzedzającego na 3 kolejne lata kalendarzowe,
- b) plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- c) plan tygodniowy do wtorku 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.

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.6.3. Podmioty zgłaszają operatorowi systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem p.VI.6.4.

VI.6.4. Podmiot opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu dystrybucyjnego w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:

- a) do planu rocznego – w terminie do dnia 15 września roku poprzedzającego na 3 kolejne lata kalendarzowe,
- b) do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- c) do planu tygodniowego – w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,

- d) do planu dobowego – do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VI.6.5. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:
 - a) nazwę elementu,
 - b) proponowany termin wyłączenia,
 - c) operatywną gotowość (minimalny czas przywrócenia elementu do pracy),
 - d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - e) opis wykonywanych prac,
 - f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- VI.6.6. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego wyłączenie o czasie trwania powyżej 3 dni, przedstawia celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo zażądać od podmiotu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do operatora systemu dystrybucyjnego w terminie co najmniej 14 dni przed planowanym wyłączeniem.
- VI.6.7. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem p.VI.6.8.
- VI.6.8. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:
 - a) do dnia 10 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
 - b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
 - c) do 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 koordynowanej sieci 110 kV.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- VI.7.1. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego, określają przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe.
- VI.7.2. Program łączeniowy jest opracowywany przez prowadzącego eksploatację urządzenia.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
 - a) opis stanu łączników przed realizacją programu,

- b) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - c) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,
 - d) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - e) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - f) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych należy przekazywać do zatwierdzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego w terminie min. 15 dni przed planowaną datą realizacji programu.
- VI.7.5. Operator systemu dystrybucyjnego może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji.
- VI.7.6. Operator systemu dystrybucyjnego wyraża zgodę na realizację programu łączeniowego 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 wyrażenia zgody na realizację programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez operatora systemu dystrybucyjnego 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 IRiESP.
- VI.8.2. Wytwórcy posiadający JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej, uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.
- VI.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w p.VI.8.1:

- a) czas synchronizacji,
 - b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - c) planowane obciążenie mocą czynną,
 - d) czas odstawienia.
- VI.8.4. Operator systemu dystrybucyjnego uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego parametry pracy jednostek wytwórczych, o których mowa w p.VI.8.3, w przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, których mocą dysponuje operator systemu przesyłowego.
- VI.8.5. Operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu przesyłowego uzgadniają, zgodnie z IRiESP, 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 przyłączonej do sieci dystrybucyjnej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę operatora systemu dystrybucyjnego.
- 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 IRiESP.
- VI.9.2. Odbiorcy przyłączeni do linii 220 kV relacji Klikowa-Synteza i Klikowa-PCW i sieci 110 kV oraz w uzasadnionych przypadkach wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, sporządzają i przesyłają na piśmie do operatora systemu dystrybucyjnego prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego.
- VI.9.3. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w zakresie i terminach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego.
- VI.9.4. Wytwórcy, w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego dane niezbędne do opracowania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa

w p. VI.3.1., w zakresie i terminach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego.

VI.9.5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje do operatora systemu przesyłowego, dla każdej godziny doby, następujące dane:

- a) wartości wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze koordynowane określone przez operatora systemu przesyłowego,
- b) wartość sumaryczną wytworzonej mocy przez jednostki wytwórcze inne niż JWCD i inne niż jednostki wytwórcze koordynowane o których mowa w podpunkcie a).

VI.10. WYMAGANIA ZWIĄZANE Z SYSTEMAMI TELETRANSMISYJNYMI

VI.10.1 Operator systemu dystrybucyjnego odpowiada za zabezpieczenie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu dla obszaru swojego działania.

VI.10.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz odbiorcami końcowymi zaliczonymi do I i II grupy przyłączeniowej.

VI.10.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w p. VI.10.2 zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i wymagania określone w punktach od VI.10.4 do VI.10.10, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

VI.10.4. 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:

- a) realizacji łączności dyspozytorskiej,
- b) nadawania i odbioru danych niezbędnych do kierowania ruchem sieci dystrybucyjnej, tj. sygnałów z/do układów telemechaniki w zakresie telesygnalizacji, telemetrii i telesterowania,
- c) transmisji sygnałów układów telezabezpieczeń i automatyk systemowych,
- d) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno-handlowych,
- e) zapewnienia łączności ruchowej wewnątrz obiektów oraz ze służbami publicznymi.

VI.10.5. Kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji poszczególnych usług powinny zapewniać transmisję sygnałów o parametrach uzgodnionych z operatorem systemu dystrybucyjnego oraz powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

VI.10.6. Urządzenia telekomunikacyjne powinny spełniać wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej, określone w odrębnych przepisach,

w zakresie:

- a) odporności na obniżenia napięcia zasilającego,
- b) dopuszczalnych poziomów emitowanych harmonicznych prądu,
- c) odporności na wahania napięcia i prądu w sieci zasilającej,
- d) emisji i odporności na zakłócenia elektromagnetyczne.

- VI.10.7. 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.10.8. Systemy teleinformatyczne wykorzystywane do wymiany informacji powinny zapewnić wymagane bezpieczeństwo, poufność i niezawodność przekazywania informacji.
- VI.10.9. 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.
- VI.10.10. Systemy telekomunikacyjne i teleinformatyczne powinny być odporne na awarie sieci elektroenergetycznej i zapewniać ciągłość pracy przez okres co najmniej 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 energii elektrycznej 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 $\tan \varphi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 220 kV. W sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.

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

- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) 50 Hz $\pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8 dla sieci o napięciu 110 kV i 220 kV oraz 1 dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV,
- 3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu 110 kV i 220 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym niższym 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 harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV:

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

- 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 i 220 kV oraz 8 % dla sieci napięciu znamionowym niższym od 110 kV.

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

- VII.1.5. W normalnym układzie pracy sieci dystrybucyjnej powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być niższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - b) napięcia w poszczególnych węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych, zgodnie z p.VII.1.3,
 - c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
 - d) elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej o mocy osiągalnej równej 50MW lub wyższej powinny pracować, zgodnie z IRiESP, z zapasem równowagi statycznej większym lub równym 10 %, w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20 % zapasem równowagi statycznej.
- VII.1.6. Sieć dystrybucyjna 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych współczynnik zwarcia doziemnego nie przekraczał wartości 1,4.
- VII.1.7. Spełnienie wymagań określonych w p.VII.1.6. jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

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

gdzie

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

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

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

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

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

VII.2.2.1.2. W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym większym od 75A wartość P_{st} powinna mieścić się w granicach $0,6 < P_{st} < 1$ natomiast wartość P_{lt} powinna wynosić $P_{lt} = 0,65 P_{st}$.

VII.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu

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

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

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

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

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

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

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

VII.2.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmoniczných prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $>16A$ zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B oraz Klasy C podano w Tablicy 4.

Tablica 4.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego [%]
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	$\leq 0,6$
23	0,9
25	0,8
27	$\leq 0,6$
29	0,7
31	0,7
≥ 33	$\leq 0,6$

VII.3. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI 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 przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza i innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych

do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowie kompleksowej.

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

VIII. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej IRiESD przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

VIII.1. Oznaczenia skrótów

ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni,
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej,
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – część szczegółowa: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość),
IRiESP-Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP,
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP,
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny,
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym,.
nN	Niskie napięcie,
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego,
OSP	Operator systemu przesyłowego,
P_h	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: *i* – rząd harmonicznej

P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut,
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie,
SNO	Samoczynne napięciowe odciążanie,
SN	Średnie napięcie,
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po

me

przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia,

SZR Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia,

THD Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: h – rząd harmonicznej

U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

UCTE Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej,

URE Urząd Regulacji Energetyki,

VIII.2. Pojęcia i definicje

Automatyka APKO	Układ automatyki zapobiegającej kołysaniom mocy w KSE oraz przeciążeniom elementów sieci poprzez ograniczenie mocy generowanej przez jednostki wytwórcze,
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym,
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji,
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji,
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii,
Bilansowanie handlowe	Zgłaszanie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemów i prowadzenie z nimi rozliczeń różnicy rzeczywistej ilości dostarczonej albo pobranej energii elektrycznej i wielkości określonych w tych umowach dla każdego okresu rozliczeniowego,
Elektrownia wiatrowa	Pojedyncza jednostka wytwórcza lub zespół jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie),
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności,
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,

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

Instalacje

Urządzenia z układami połączeń między nimi,

Jednostka wytwórcza

Opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci,

Koordynowana sieć 110kV

Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej,

Krajowy system elektroenergetyczny

System elektroenergetyczny na terenie kraju,

Linia bezpośrednia

Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych,

Miejsce dostarczania

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

Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI określa umowa o przyłączenie, umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa przesyłowa.

Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V, zależnie od

rodzaju przyłącza, są:

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

**Miejsce Dostarczania
Energii Elektrycznej
Rynku Bilansującego**

Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem rynku bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a rynkiem bilansującym,

**Miejsce przyłączenia
Moc bezpieczna**

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

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

Moc osiągalna

Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana:

- a) przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin,
- b) przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin,
- c) przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego,

Dla elektrowni wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że

	nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa elektrowni wiatrowej nie jest osiągana,
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna wyznaczona w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15 minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna, wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych, w okresie 15 minut, b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako średnia z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora w miejscu dostarczania energii elektrycznej, , c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny,
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy,
Niskie napięcie	Napięcie nie wyższe niż 1 kV,
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci,
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną,
Obszar regulacyjny	Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi,
Obszar rynku bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach

	której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w rynku bilansującym,
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym,
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE,
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi,
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi,
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową,
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią,
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności,
Przylącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji,
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do

Pro

	prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej,
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE,
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym,
Sieć	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego,
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego,
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną,
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców,
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią,
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV,
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej,
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej,
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego,
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej,

Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci,
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych,
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym,
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska,
Wysokie napięcie	Napięcie 110 kV,
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią,
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

Załącznik nr 1
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

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

Dla obszaru działalności Oddziału Będzin

1. Wykaz koordynowanych jednostek wytwórczych nJWCD

L.p.	Elektrownia	Jednostki (bloki)
1.	EC BĘDZIN	1
2.	EL. JAWORZNO 2	1, 2, 3

2. Wykaz koordynowanych rozdzielni 110 kV

Lp.	Nazwa rozdzielni (stacji)	L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)
1.	ARGENTYNA	30.	MARTA
2.	BEATA	31.	MIŁOWICE
3.	BĘDZIN	32.	MIKROHUTA
4.	BOROWE POLE	33.	MYSŁOWICE
5.	BUKOWNO	34.	NIEDZIELISKA
6.	BRZEZINKA	35.	OLKUSZ
7.	CHECHŁÓWKA	36.	OSTROGÓRSKA
8.	CHRZANÓW	37.	PEKIN
9.	CIEŚLE	38.	PODLESIE
10.	DAŃDÓWKA	39.	SZYB CHROBRY
11.	ELEKTORAFINACJA	40.	SZYB DĄBRÓWKA
12.	FUM PORĘBA	41.	SIERSZA
13.	GOŁONÓG	42.	SIEWIERZ
14.	JAWORZNO 1	43.	SZYB KOŚCIUSZKO
15.	JAWORZNO 2	44.	SOBIESKI
16.	JAMKI	45.	ŚRODULA
17.	JELEŃ	46.	SARNÓW
18.	JAMNICE	47.	SZYB WACŁAW
19.	JANINA	48.	STOMIL WOLBROM

20.	JULIUSZ	49.	SYBERKA
21.	KĄDZIELÓW	50.	TUCZNAWA
22.	KAZIMIERZ	51.	TRZEBINIA
23.	KARLIK	52.	WYGIELZÓW
24.	KOP. SOSNOWIEC	53.	WŁODZIMIERZ
25.	ŁAGISZA	54.	WOLBROM
26.	ŁAGISZA BORY	55.	ZAWIERCIE ELEKTROSTALOWNIA
27.	ŁOŚNICE	56.	ZAWIERCIE MARTENY
28.	LIPÓWKA	57.	ZAWIERCIE PÓŁWYROBY
29.	MARCHLEWSKI	58.	ZUZANKA

3. Wykaz koordynowanych linii 110 kV

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
1.	TUCZNAWA – KĄDZIELÓW T.1	
2.	BUKOWNO – CIEŚLE	
3.	BUKOWNO – LIPÓWKA	
4.	JAWORZNO 2 – MYSŁOWICE	
5.	JAWORZNO 2 – MARTA	
6.	JAWORZNO 2 – JULIUSZ	
7.	JAWORZNO 2 – NIEDZIELISKA	
8.	JAWORZNO 2 – SZYB KOŚCIUSZKO	
9.	JAWORZNO 2 – SOBIESKI	
10.	ŁAGISZA – SARNÓW	
11.	ŁAGISZA – KĄDZIELÓW	
12.	KĄDZIELÓW – ARGENTYNA	
13.	KĄDZIELÓW – FUM PORĘBA	
14.	KĄDZIELÓW – PÓŁWYROBY	
15.	SARNÓW – SIEWIERZ	
16.	KOPALNIA SOSNOWIEC – DAŃDÓWKA	
17.	PÓŁWYROBY – ŁOŚNICE	
18.	SIEWIERZ – FUM PORĘBA	
19.	CHRZANÓW – JANINA	

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
20.	KARLIK – SZYB WACŁAW	
21.	ELEKTROSTALOWNIA – MARTENY	
22.	ELEKTROSTALOWNIA – ŁOŚNICE	
23.	ARGENTYNA – MARTENY	
24.	ZUZANKA – ŁOŚNICE	
25.	SZYB CHROBRY – SZYB DĄBRÓWKA	
26.	BUKOWNO – SZYB DĄBRÓWKA	
27.	JAWORZNO 1 – JELEŃ	
28.	JAWORZNO 1 – TRZEBINIA	
29.	JAWORZNO 1 – SIERSZA	
30.	SIERSZA – TRZEBINIA	
31.	SIERSZA – ELEKTRORAFINACJA	
32.	BUKOWNO – SIERSZA T. 1	
33.	BUKOWNO – SIERSZA T. 2	
34.	OLKUSZ – SIERSZA T. 1	
35.	OLKUSZ – SIERSZA T. 2	
36.	SIERSZA – WŁODZIMIERZ	
37.	KĄDZIELÓW – BOROWE POLE	
38.	BĘDZIN – SYBERKA	
39.	BĘDZIN – ŚRODULA	
40.	ŁAGISZA – CHECHŁÓWKA	
41.	ŁAGISZA – GOŁONÓG	
42.	ŁAGISZA – BĘDZIN	
43.	ŁAGISZA – ŁAGISZA BORY	
44.	MYSŁOWICE – DAŃDÓWKA	
45.	PODLESIE – GOŁONÓG	
46.	MYSŁOWICE – PEKIN	
47.	MYSŁOWICE – JULIUSZ	
48.	JULIUSZ – KAZIMIERZ	
49.	JAMKI – MIKROHUTA	
50.	JULIUSZ – CHECHŁÓWKA	
51.	PODLESIE – JAMKI	
52.	ŁAGISZA BORY – WYGIELZÓW	

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
53.	JULIUSZ – NIEDZIELISKA	
54.	TUCZNAWA – KADZIELÓW T.2	
55.	JAWORZNO 2 – BEATA	
56.	BRZEZINKA – BEATA	
57.	BRZEZINKA – KARLIK	
58.	EL. JAWORZNO 3 – MYSŁOWICE	
59.	OLKUSZ – WOLBROM	
60.	OLKUSZ – SZYB CHROBRY	
61.	PEKIN – ŚRODULA	
62.	MYSŁOWICE – OSTROGÓRSKA	
63.	BĘDZIN – KOPALNIA SOSNOWIEC	
64.	BĘDZIN – MARCHLEWSKI	
65.	TRZEBINIA – CHRZANÓW	
66.	ŁAGISZA – SYBERKA	
67.	CIEŚLE – JULIUSZ	
68.	MYSŁOWICE – MARTA	
69.	BOROWE POLE – ZUZANKA	
70.	ŁAGISZA – MIŁOWICE	
71.	JAWORZNO 1 – SZYB KOŚCIUSZKO	
72.	KAZIMIERZ – MIKROHUTA	
73.	TRZEBINIA – ELEKTROREFINACJA	
74.	STOMIL WOLBROM – WOLBROM	
75.	TUCZNAWA – LIPÓWKA	
76.	TUCZNAWA – WYGIELZÓW	
77.	TRZEBINIA – WŁODZIMIERZ	
78.	STOMIL WOLBROM – MIECHÓW	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.
79.	ŁAGISZA – ROZALIA	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
80.	ŁAGISZA – JULIAN	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
81.	ŁAGISZA – CHORZÓW T. 1	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
82.	ŁAGISZA – CHORZÓW T. 2	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
		Distribution Poland SA
83.	JAWORZNO 2 – PIOTROWICE	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
84.	MILOWICE – DĄBRÓWKA	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
85.	ŁAGISZA – DĄBRÓWKA	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
86.	OSTROGÓRSKA – SZOPIENICE	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
87.	TRZEBINIA – DWORY	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Oddziałem BIELSKO BIAŁA
88.	JANINA – DWORY	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Oddziałem BIELSKO BIAŁA
89.	SOBIESKI – DWORY	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Oddziałem BIELSKO BIAŁA
90.	JAMNICE – CHEŁMEK	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Oddziałem BIELSKO BIAŁA
91.	JAMNICE – BIERUŃ	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
92.	JELEŃ – BIERUŃ	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
93.	KĄDZIELÓW – MYSTAL	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Oddziałem CZĘSTOCHOWA
94.	ŁOŚNICE – KOTOWICE	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Oddziałem CZĘSTOCHOWA
95.	ŁOSNICE – POHULANKA	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Oddziałem CZĘSTOCHOWA
96.	MARCHLEWSKI – KATOWICE	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
97.	MYSŁOWICE – SZOPIENICE WSCHODNIE	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA
98.	SIERSZA – KRZESZOWICE	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Oddziałem KRAKÓW
99.	SIERSZA – WOLA FILIPOWSKA	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Oddziałem KRAKÓW
100.	SZYB WACŁAW – BRYNÓW	Linia wym. ENION GRUPA TAURON SA Oddziału BĘDZIN z Vattenfall Distribution Poland SA

Dla obszaru działalności Oddziału Bielsko-Biała.**1. Wykaz koordynowanych jednostek wytwórczych nJWCD**

L.p.	Elektrownia	Jednostki (bloki)
1.	–	–

2. Wykaz koordynowanych rozdzielni 110 kV

L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)	L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)
1.	ALEKSANDROWICE	21.	MIKUSZOWICE
2.	ANDRYCHÓW	22.	MNISZTWO
3.	BRZESZCE	23.	ODLEWNIA SKOCZÓW
4.	BIAŁKA	24.	POREBA
5.	BIELSKO	25.	RAFINERIA CZECHOWICE
6.	CHELMEK	26.	RAJCZA
7.	CZECHOWICE	27.	SZCZYRK
8.	DWORY	28.	SKOCZÓW
9.	EC BIELSKO	29.	SPORYSZ
10.	FSM BIELSKO	30.	SOŁA
11.	HAŻLASKA	31.	STRUMIEŃ
12.	JAWISZOWICE	32.	SUCHA
13.	KALWARIA	33.	USTROŃ
14.	KLUCZNIKOWICE	34.	WAPIENICA
15.	KĘTY	35.	WĘGIERSKA GÓRKA
16.	KOMOROWICE	36.	ZABŁOCIE
17.	KOP.SILESIA	37.	ZASKAWIE
18.	LIBIAŻ	38.	ZATOR
19.	MIEDŹ	39.	ZASOLE
20.	METALOWE	40.	ŻYWIEC

3. Wykaz koordynowanych linii 110 kV

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
1.	BRZESZCZE – KĘTY	
2.	BRZESZCZE – ZASOLE	
3.	KĘTY – ANDRYCHÓW	
4.	BIELSKO – SKOCZÓW	
5.	KOMOROWICE – JAWISZOWICE	
6.	KOMOROWICE – WAPIENICA	
7.	KOMOROWICE – CZECHOWICE	
8.	BIELSKO – FSM BIELSKO	
9.	EC BIELSKO – SZCZYRK	
10.	USTRÓŃ – MNISZTWO – TRZYNIEC	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z MORAVIA ENERGO a.s.
11.	MNISZTWO – TRZYNIEC	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z MORAVIA ENERGO a.s.
12.	USTRÓŃ – SKOCZÓW	
13.	KOP.SILESIA – MIEDŹ	
14.	MIKUSZOWICE – ALEKSANDROWICE	
15.	METALOWE – FSM BIELSKO	
16.	KOMOROWICE – SOŁA	
17.	SKOCZÓW – STRUMIEŃ	
18.	ALEKSANDROWICE – WAPIENICA	
19.	KOMOROWICE – EC BIELSKO	
20.	ODLEWNIA SKOCZÓW – SKOCZÓW	
21.	PORĘBA – JAWISZOWICE	
22.	DWORY – ZATOR	
23.	DWORY – KLUCZNIKOWICE	
24.	PORĘBA – ANDRYCHÓW	
25.	ZASKAWIE – KALWARIA	
26.	ZASKAWIE – SUCHA	
27.	KOMOROWICE – RAF. CZECHOWICE	
28.	KOMOROWICE – ŻYWIEC	

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
29.	ŻYWIEC – SZCZYRK	
30.	SOŁA – KĘTY	
31.	POREBA – ZASKAWIE	
32.	POREBA – DWORY1	
33.	POREBA – DWORY2	
34.	POREBA – KĘTY	
35.	HAŻŁASKA – MNISZTWO	
36.	EC BIELSKO – MIKUSZOWICE	
37.	DWORY – HUTA SKAWINA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Oddziałem Kraków
38.	RAF.CZECHOWICE – MIEDŹ	
39.	KLUCZNIKOWICE – ZASOLE	
40.	KOMOROWICE – METALOWE	
41.	KOMOROWICE – SKOCZÓW	
44.	DWORY – BIERUŃ1	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Vattenfall Distribution Poland SA
45.	DWORY – BIERUŃ2	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Vattenfall Distribution Poland SA
46.	HAŻŁASKA – MOSZCZENICA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Vattenfall Distribution Poland SA
47.	ODLEWNIA SKOCZÓW – MOSZCZENICA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Vattenfall Distribution Poland SA
48.	SUCHA – BIAŁKA	
49.	BIĄŁKA – JORDANÓW	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Oddziałem Kraków
50.	DWORY – SOBIESKI	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Oddziałem Będzin
51.	DWORY – LIBIAŹ	
52.	CHEŁMEK – LIBIAŹ	
53.	ŻYWIEC – RAJCZA	
54.	ŻYWIEC – SPORYSZ	
55.	RAJCZA – WĘGIERSKA GÓRKA	
56.	WĘGIERSKA GÓRKA – ZABŁOCIE	
57.	MNISZTWO – PNIÓWEK	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Vattenfall Distribution Poland SA
58.	ZABŁOCIE – SPORYSZ	

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
59.	CHEŁMEK – JAMNICE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Oddziałem Będzin
60.	DWORY – JANINA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Oddziałem Będzin
61.	DWORY – TRZEBINIA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Oddziałem Będzin
62.	KALWARIA – SKAWINA HUTA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Oddziałem Kraków
63.	KOPALNIA SILESIA – PSZCZYNA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Vattenfall Distribution Poland SA
64.	STRUMIEŃ – PAWŁOWICE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Vattenfall Distribution Poland SA
65.	ZATOR – BOREK SZLACHECKI	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Bielsko-Biała z Oddziałem Kraków

Dla obszaru działalności Oddziału Częstochowa**1. Wykaz koordynowanych jednostek wytwórczych nJWCD**

L.p.	Elektrownia	Jednostki (bloki)
1.	–	–

2. Wykaz koordynowanych rozdzielni 110 kV

L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)	L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)
1.	ANIOŁÓW	19.	KOSZĘCIN
2.	BŁESZNO	20.	LUBLINIEC
3.	BUKOWIEC	21.	MIJACZÓW
4.	CYKARZEW	22.	MYSTAŁ
5.	DOBRODZIEN	23.	OLESNO
6.	H. SZKŁA GUARDIAN	24.	PANKI
7.	H. CZĘSTOCHOWA MIRÓW	25.	POHUŁANKA
8.	H. CZĘSTOCHOWA WALCOWNIA	26.	PRASZKA
9.	HERBY	27.	PORAJ
10.	JULIANKA	28.	RĘDZINY
11.	JANINÓW	29.	RUDNIKI
12.	KAWODRZA	30.	SECEMIN
13.	KIEDRZYN	31.	SIKORSKIEGO
14.	KŁOBUCK	32.	SZCZOKOCINY
15.	KŁOBUCK POŁUDNIE	33.	SOWCZYCE
16.	KALETY	34.	WRZOSOWA
17.	KONIECPOL	35.	ZAGÓRZE
18.	KOTOWICE	36.	ZAWADA

3. Wykaz koordynowanych linii 110 kV

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
1.	H.SZKŁA GUARDIAN-WRZOSOWA	
2.	ANIOŁÓW – CYKARZEW	
3.	KAWODRZA – KŁOBUCK POŁUDNIE	
4.	KŁOBUCK POŁUDNIE – KŁOBUCK	
5.	LUBLINIEC – HERBY	
6.	JULIANKA – WRZOSOWA	
7.	WRZOSOWA – HERBY	
8.	ANIOŁÓW – KIEDRZYN	
9.	KŁOBUCK – PANKI	
10.	KAWODRZA – BŁESZNO	
11.	JULIANKA – KONIECPOL	
12.	ANIOŁÓW – HUTA SZKŁA GUARDIAN	
13.	ANIOŁÓW – SIKORSKIEGO	
14.	MIJACZÓW – PORAJ	
15.	MIJACZÓW – POHULANKA	
16.	KOTOWICE – ZAWADA	
17.	WRZOSOWA – HUTA CZĘST. WALCOWNIA	
18.	ANIOŁÓW – HUTA CZĘST. WALCOWNIA	
19.	ANIOŁÓW – RĘDZINY	
20.	KONIECPOL – SZCZEKOCINY	
21.	SZCZEKOCINY – ZAWADA	
22.	SECEMIN – SZCZEKOCINY	
23.	SOWCZYCE – OLESNO	
24.	ZAGÓRZE – KŁOBUCK	
25.	KOSZĘCIN – LUBLINIEC	
26.	BUKOWIEC – KOSZĘCIN	
27.	DOBRODZIEN – SOWCZYCE	
28.	PANKI – PRASZKA	
29.	KŁOBUCK – JANINÓW	

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
30.	RUDNIKI – WRZOSOWA	
31.	KIEDRZYN – ZAGÓRZE	
32.	WRZOSOWA – KAWODRZA	
33.	WRZOSOWA – BŁESZNO	
34.	WRZOSOWA – KALETY	
35.	PORAJ – WRZOSOWA	
36.	RĘDZINY – RUDNIKI	
37.	SIKORSKIEGO – KAWODRZA	
38.	POHULANKA – MYSTAL	
39.	DZIAŁOSZYN – KŁOBUCK	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z Zakładem Energetycznym Łódź Teren SA
40.	RADOMSKO – WRZOSOWA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z Zakładem Energetycznym Łódź Teren SA
41.	KONIECPOL – WŁOSZCZOWA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.
42.	SĘDZISZÓW – SZCZEKOCINY	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.
43.	JANINÓW – WIELUŃ	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z Zakładem Energetycznym Łódź Teren SA
44.	CYKARZEW – WISTKA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z Zakładem Energetycznym Łódź Teren SA
45.	SECEMIN – WŁOSZCZOWA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.
46.	WRZOSOWA – MIASTECZKO ŚL.	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z Vattenfall Distribution Poland SA
47.	KALETY – MIASTECZKO ŚL.	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z Vattenfall Distribution Poland SA
48.	LUBLINIEC – ZAWADZKIE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z EnergiaPro GRUPA TAURON SA Oddział w Opolu
49.	KOTOWICE – ŁOŚNICE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z PSE-Operator SA
50.	KĄDZIELÓW – MYSTAL	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z Oddziałem Będzin
51.	DOBRODZIEŃ – ZAWADZKIE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z EnergiaPro GRUPA TAURON SA Oddział w Opolu
52.	KLUCZBORK – OLESNO	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z EnergiaPro GRUPA TAURON SA Oddział w Opolu
53.	KLUCZBORK – PRASZKA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z EnergiaPro GRUPA TAURON SA Oddział w Opolu
54.	ŁOŚNICE – POHULANKA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Częstochowa z PSE-Operator SA

Dla obszaru działalności Oddziału Kraków**1. Wykaz koordynowanych jednostek wytwórczych nJWCD**

L.p.	Elektrownia	Jednostki (bloki)
1.	EC ŁĘG	1, 2, 3, 4
2.	EL. SKAWINA	7
3.	EW NIEDZICA	1, 2
4.	EW ROŻNÓW	1, 2, 3, 4

2. Wykaz koordynowanych rozdzielni 110 kV

L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)	L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)
1.	BALICKA	29.	MYŚLENICE
2.	BIEGONICE	30.	MUSZYNA
3.	BIĘCZYCE	31.	NAŚCISZOWSKA
4.	BIEŻANÓW	32.	NIEDZICA
5.	BŁONIA	33.	NIEPOŁOMICE
6.	BONARKA	34.	NIEPOŁOMICE MAN
7.	BOREK SZLACHECKI	35.	PIASKI WIELKIE
8.	CZYŻYNY	36.	PIWNICZNA
9.	DAJWÓR	37.	PŁASZÓW
10.	DOBCZYCE	38.	POLITECHNIKA
11.	GLINIK	39.	PRADNIK
12.	GORZKÓW	40.	PROSZOWICE
13.	GÓRKA	41.	RABKA
14.	GRYBÓW	42.	ROŻNÓW
15.	HS2	43.	RUCZAJ
16.	HS7	44.	RYBITWY
17.	JABŁONKA	45.	SKAWINA ELEKTROWNIA
18.	JORDANÓW	46.	SKAWINA HUTA
19.	KAMPUS	47.	SŁOMNIKI
20.	KORABNIKI	48.	STRÓŻÓWKA
21.	KOTLARSKA	49.	STARY SĄCZ
22.	KROŚCIENKO	50.	SZAFLARY

L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)	L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)
23.	KRYNICA	51.	ŚWIĄTNIKI GÓRNE
24.	KRZESZOWICE	52.	WANDA
25.	LASEK	53.	WIECZYSTA
26.	LUBOCZA	54.	WIELICZKA
27.	ŁĘG	55.	WOLA FILIPOWSKA
28.	ŁOSOSINA	56.	ZABIERZÓW

3. Wykaz koordynowanych linii 110 kV

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
1.	SIERSZA – KRZESZOWICE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Będzin
2.	LUBOCZA – KRZESZOWICE	
3.	LUBOCZA – PROSZOWICE	
4.	LUBOCZA – SŁOMNIKI	
5.	LUBOCZA – WANDA	
6.	LUBOCZA – HiS7	
7.	LUBOCZA – HiS2	
8.	LUBOCZA – BIEŃCZYCE	
9.	LUBOCZA – KORABNIKI	
10.	WANDA – HiS2	
11.	WANDA – HiS7	
12.	WANDA – RYBITWY	
13.	SKAWINA – BIEŻANÓW	
14.	SKAWINA – BONARKA	
15.	SKAWINA – BALICKA	
16.	SKAWINA – KORABNIKI	
17.	SKAWINA – PRĄDNIK	
18.	SKAWINA – H.SKAWINA t.1	
19.	SKAWINA – H.SKAWINA t.2	
20.	SKAWINA – ŚWIĄTNIKI GÓRNE	
21.	SKAWINA – MYŚLENICE	
22.	SKAWINA – SZAFŁARY	
23.	SKAWINA – KAMPUS	

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
24.	KAMPUS – RUCZAJ	
25.	RUCZAJ – DAJWÓR	
26.	DAJWÓR – KOTLARSKA	
27.	ŚWIĄTNIKI GÓRNE – DOBCZYCE	
28.	PRĄDNIK – BALICKA	
29.	PRĄDNIK – ZABIERZÓW	
30.	PRĄDNIK – GÓRKA	
31.	PRĄDNIK – ŁĘG	
32.	PRĄDNIK – WIECZYSTA	
33.	ŁĘG – WIECZYSTA	
34.	ŁĘG – CZYŻYNY	
35.	ŁĘG – PŁASZÓW	
36.	ŁĘG – RYBITWY	
37.	ŁĘG – WANDA t.1	
38.	ŁĘG – WANDA t.2	
39.	ŁĘG – KOTLARSKA	
40.	ŁĘG – POLITECHNIKA	
41.	POLITECHNIKA – GÓRKA	
42.	CZYŻYNY – BIEŃCZYCE	
43.	HUTA SKAWINA – KALWARIA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Bielsko-Biała
44.	HUTA SKAWINA – DWORY	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Bielsko-Biała
45.	HUTA SKAWINA – RABKA	
46.	HUTA SKAWINA – SZAFLARY	
47.	HUTA SKAWINA – BOREK SZLACHECKI	
48.	BOREK SZLACHECKI – ZATOR	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Bielsko-Biała
49.	BIEŻANÓW – PIASKI WIELKIE	
50.	BIEŻANÓW – PŁASZÓW	
51.	BIEŻANÓW – WIELICZKA	
52.	WIELICZKA – NIEPOŁOMICE MAN	
53.	NIEPOŁOMICE – NIEPOŁOMICE MAN	
54.	NIEPOŁOMICE – KURÓW	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Bielsko-Biała

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
		Tarnów
55.	PIASKI WIELKIE – BONARKA	
56.	SŁOMNIKI – MIECHÓW	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.
57.	SIERSZA – WOLA FILIPOWSKA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Będzin
58.	WOLA FILIPOWSKA – ZABIERZÓW	
59.	RABKA – LASEK	
60.	SZAFLARY – LASEK	
61.	SZAFLARY – NIEDZICA	
62.	SZAFLARY – JABŁONKA	
63.	JABŁONKA – JORDANÓW	
64.	NIEDZICA – KROŚCIENKO	
65.	GORZKÓW – KROŚCIENKO	
66.	GORZKÓW – GRYBÓW	
67.	GORZKÓW – KRYNICA	
68.	GORZKÓW – BŁONIA	
69.	GORZKÓW – TARNÓW	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Tarnów
70.	GORZKÓW – NAŚCISZOWSKA	
71.	GORZKÓW – ŁOSOSINA	
72.	MYŚLENICE – ŁOSOSINA	
73.	KRYNICA – MUSZYNA	
74.	KRYNICA – PIWNICZNA	
75.	PIWNICZNA – NAŚCISZOWSKA	
76.	STARY SĄCZ – TARNÓW	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Tarnów
77.	STARY SĄCZ – MUSZYNA	
78.	BIEGONICE – ROŻNÓW	
79.	BIEGONICE – BŁONIA	
80.	STRÓŻÓWKA – GLINIK tor 2	
81.	GLINIK - BIECZ	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.
82.	STRÓŻÓWKA – GRYBÓW	
83.	STRÓŻÓWKA – TUCHÓW	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Tarnów

L.p.	Nawa linii (relacji)	Uwagi
84.	STRÓŻÓWKA – CIĘŻKOWICE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Tamów
85.	DOBCZYCE – WYGODA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Tamów
86.	JORDANÓW – BIAŁKA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Bielsko-Biała
87.	PROSZOWICE – KAZIMIERZA WIELKA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.
88.	ROŻNÓW – OLSZYN	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Kraków z Oddziałem Tamów

Dla obszaru działalności Oddziału Tarnów**1. Wykaz koordynowanych jednostek wytwórczych nJWCD**

L.p.	Elektrownia	Jednostki (bloki)
1.	–	–

2. Wykaz koordynowanych rozdzielni 110 kV

L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)	L.p.	Nazwa rozdzielni (stacji)
1.	BRZESKO	13.	OLSZYNY
2.	CIEŻKOWICE	14.	PIASKÓWKA
3.	DUNAJCOWA	15.	PODZAMCZE
4.	GRABÓWKA	16.	PONAR
5.	KĘDZIERZ	17.	PUSTKÓW
6.	KLIKOWA	18.	SZCZUCIN
7.	KURÓW	19.	ŚWIERCZKÓW
8.	LATOSZYN	20.	TAMEL
9.	ŁADNA	21.	TARNÓW
10.	NIEDOMICE	22.	TUCHÓW
11.	NOWOTKI	23.	WYGODA
12.	OLEŚNICKA		

3. Wykaz koordynowanych linii 220 kV

L.p.	Nazwa linii (relacji)	Uwagi
1.	KLIKOWA – SYNTEZA	
2.	KLIKOWA – PCW	

4. Wykaz koordynowanych linii 110 kV

L.p.	Nazwa linii (relacji)	Uwagi
1.	TARNÓW – CIEŻKOWICE	
2.	TARNÓW – GORZKÓW	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tarnów z Oddziałem Kraków
3.	TARNÓW – DUNAJCOWA	
4.	TARNÓW – PODZAMCZE	
5.	TARNÓW – PONAR	
6.	TARNÓW – STARY SĄCZ	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tarnów z Oddziałem Kraków
7.	TARNÓW – OLSZYN	
8.	TARNÓW – ŚWIERCZKÓW 1	
9.	TARNÓW – ŚWIERCZKÓW 2	
10.	TARNÓW – TUCHÓW	
11.	KLIKOWA – ŁADNA	
12.	KLIKOWA – NIEDOMICE	
13.	KLIKOWA – PIASKÓWKA	
14.	KLIKOWA – ŚWIERCZKÓW 1	
15.	KLIKOWA – ŚWIERCZKÓW 2	
16.	KLIKOWA – TAMEL	
17.	LATOSZYN – KĘDZIERZ	
18.	LATOSZYN – GAMRAT B	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tarnów z PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.
19.	LATOSZYN – ROPCZYCE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tarnów z PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.
20.	ŁADNA – LATOSZYN	
21.	BRZESKO – WYGODA	
22.	WYGODA – DOBCZYCE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tarnów z Oddziałem Kraków
23.	WYGODA – KURÓW	
24.	DUNAJCOWA – BRZESKO	
25.	CIEŻKOWICE – STRÓŻÓWKA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tarnów z Oddziałem Kraków
26.	PIASKÓWKA – GRABÓWKA	
27.	GRABÓWKA – PODZAMCZE	
28.	PONAR – NOWOTKI	

L.p.	Nazwa linii (relacji)	Uwagi
29.	NOWOTKI – TAMEL	
30.	OLEŚNICKA – NIEDOMICE	
31.	SZCZUCIN – OLEŚNICKA	
32.	OLSZYNY – ROŻNÓW	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tamów z Oddziałem Kraków
33.	KĘDZIERZ – PUSTKÓW	
34.	PUSTKÓW – MIELEC	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tamów z PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.
35.	SZCZUCIN – POŁANIEC	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tamów z ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.
36.	TUCHÓW – STRÓŻÓWKA	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tamów z Oddziałem Kraków
37.	KURÓW – NIEPOŁOMICE	linia wymiany ENION GRUPA TAURON SA Oddziału Tamów z Oddziałem Kraków

me

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 zależny od indywidualnych ustaleń między właścicielem a operatorem systemu dystrybucyjnego, ale nie dłużej niż do końca 2008 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 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 zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych możliwa jest 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

- 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 3.17 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.

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 – mocy szczytowej, 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 sieciowozbudne 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 odchylen $\pm 5\%$ 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 harmoniczných odniesionych do harmonicznęj podstawowej nie może przekraczać odpowiednio:
 - a) 1,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - b) 2,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - c) 3,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmonicznę, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
 - a) 2 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,

- b) 4,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
- c) 6,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

6.7. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, 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 wahaniem 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.

7.1.3. Elektrownie wiatrowe które w dniu wejścia w życie niniejszej IRiESD są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania punktu 7 tylko w przypadku modernizacji elektrowni wiatrowej. Elektrownie wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci uzgodnią z operatorem systemu dystrybucyjnego zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.

7.1.4. Wymagania techniczne dla elektrowni wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

- a) regulacja mocy czynnej,
- b) praca przy różnym napięciu i częstotliwości,
- c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
- d) regulacja napięcia i mocy biernej,
- e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
- f) dotrzymywanie standardów jakości energii,
- g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
- h) monitoring i systemy telekomunikacji,
- i) testy sprawdzające.

7.1.5. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że elektrownia wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD i w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz - dla elektrowni przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na akceptowanym przez odpowiedniego operatora

modelu systemu, pokazujące reakcję elektrowni wiatrowej na zakłócenia sieciowe.

- 7.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej elektrowni wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te elektrownie jako pojedynczą elektrownię wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.
- 7.1.7. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 7.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej elektrowni wiatrowej są określone przez operatora systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy elektrowni wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 7.1.9. Operator systemu dystrybucyjnego może w warunkach przyłączenia określić dla elektrowni wiatrowej wymóg przystosowania elektrowni do automatycznej regulacji mocy.

7.2. Moc czynna elektrowni wiatrowej

- 7.2.1. Elektrownia wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy umożliwiający pracę w następujących reżimach:
- a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,
 - c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
 - d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.
- 7.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i elektrowni wiatrowej moc czynna wprowadzana do sieci przez elektrownię wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 7.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
- 7.2.4. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości, lub w sytuacji, gdy operator systemu poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej

- 7.2.5. Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych powinien zapewnić zmniejszenie mocy do co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie 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 wyłączania.

7.3. Praca elektrowni wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- 7.3.1. Elektrownia wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
- Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową.
 - 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.,
 - 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.,
 - 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.,
 - Przy $f < 47,5$ Hz elektrownię wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
 - 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,
 - 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 zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w elektrowni wiatrowej.
- 7.3.5. Elektrownie wiatrowe o mocy znamionowej 50 MW i większej powinny być przystosowane do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.
- 7.3.6. Operator systemu dystrybucyjnego w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej o mocy znamionowej 50 MW i większej warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.
- 7.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej operator systemu może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w punktach od 7.3.1. do 7.3.6.
- 7.4. Załączanie i wyłączanie elektrowni wiatrowych**
- 7.4.1. Elektrownia wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.
- 7.4.2. Gradient przyrostu mocy elektrowni wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w punkcie 7.2.3., również podczas ponownego uruchamiania tej elektrowni po zmniejszeniu prędkości wiatru poniżej wartości granicznej, wymagającej wyłączenia elektrowni wiatrowej.
- 7.4.3. Algorytm uruchamiania elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 7.4.4. W przypadku elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV operator systemu dystrybucyjnego musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu elektrowni wiatrowej, po postoju dłuższym niż 1 minuta spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 5 MW, lub jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy.
- 7.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii w elektrowni wiatrowej

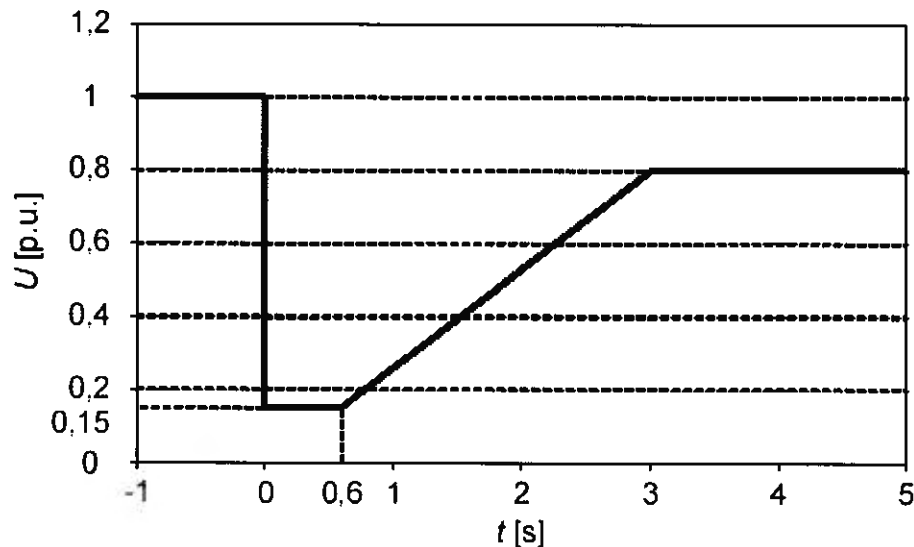
redukcja mocy elektrowni wiatrowej powinna być realizowana w miarę możliwości zgodnie ze zdefiniowanym w p.7.2.3. gradientem zmiany mocy czynnej.

7.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

- 7.5.1. Wyposażenie elektrowni wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci i stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 7.5.2. Elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Operator systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia do sieci określa powyższe wymagania w tym potrzebę 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 automatów na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.
- 7.7. **Dotrzymanie standardów jakości energii**
- 7.7.1. Elektrownia wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą elektrowni wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej

szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek.

- 7.7.2. Wskaźniki krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) migotania napięcia elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,

b) $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.

- 7.7.3. Elektrownie wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmoniczných napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmoniczných THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.

- 7.7.4. Dla elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV podane w punktach od 7.7.1. do 7.7.3. wymagania dotyczące jakości energii powinny być spełnione w okresie każdego tygodnia, przez 99% czasu tygodnia, a dla elektrowni przyłączonych do sieci SN przez 95% czasu tygodnia.

- 7.7.5. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar migotania oraz harmoniczných 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 dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.
- Wyniki analiz należy przekazać operatorowi systemu dystrybucyjnego.

7.9. Monitoring i komunikacja elektrowni wiatrowej z operatorem systemu

- 7.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest elektrownia wiatrowa, musi mieć zapewnioną dostępność 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:
 - a) mocy czynnej,
 - b) mocy biernej,
 - c) napięcia w miejscu przyłączenia do sieci,
 - d) średniej prędkości wiatru.
- 7.9.3. Minimalny zakres udostępnianych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
 - a) aktualny stan jednostek wytwórczych elektrowni, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - b) stan układu regulacji częstotliwości dla elektrowni wiatrowych o mocy 50MW i większej,
 - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem elektrowni wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 7.9.4. Jako standardowe wyposażenie elektrowni wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przesyłu danych do operatorów systemu.
- 7.9.5. Właściciel elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinnej mocy elektrowni wiatrowej z co najmniej 24 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.
- 7.9.6. Właściciel elektrowni wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu aktualne parametry wyposażenia elektrowni wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem elektrowni wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- 7.9.7. Operator systemu określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej elektrowni wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 7.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji pomiędzy elektrownią wiatrową

i operatorem systemu dystrybucyjnego, określa operator systemu na etapie projektowania.

7.10. Testy sprawdzające

- 7.10.1. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy elektrowni, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób przeprowadzenia testów elektrowni wiatrowej uzgadniany jest w ramach umowy o przyłączenie.
- 7.10.2. Właściciel elektrowni wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej przedstawia odpowiedniemu operatorowi systemu zakres i program testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Proces uzgodnień planu testów powinien być zakończony na miesiąc przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej.
- 7.10.3. Testy dotyczyć powinny w szczególności:
- a) charakterystyki mocy elektrowni wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
 - b) uruchomienia elektrowni wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
 - c) odstawiania elektrowni wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,
 - d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
 - e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
 - f) wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii.
- 7.10.4. Operator systemu wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie elektrowni wiatrowej i przeprowadzenie testów.
- 7.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest operatorowi systemu dystrybucyjnego w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

Załącznik nr 3
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

KARTY AKTUALIZACJI

KARTA AKTUALIZACJI nr 1/2008/K
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
Część ogólna

1. Data wejścia w życie aktualizacji ..20..LISTOPAD..2008
2. Komórka organizacyjna przeprowadzająca aktualizację DR
3. Przyczyna zmian Dostosowanie zapisów IRiESD Część ogólna do postanowień Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późniejszymi zmianami) z uwzględnieniem zmian wprowadzonych Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 21 sierpnia 2008 r. zmieniającego ww. rozporządzenie (Dz. U Nr 162, poz. 1005).
4. Przedmiot zmian Zmiany zawarte w niniejszej Karcie aktualizacji dotyczą terminów, w jakich przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej wydaje warunki przyłączenia.

Karta aktualizacji nr 1/2008/K IRiESD - Część ogólna		
data 12.11.2008 r.		Strona 1/2

Specyfikacja zmian wprowadzonych Kartą aktualizacji nr 1/2008/K do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Część ogólna

Zmianie ulega następujący punkt Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej - Część ogólna:

II.1 ZASADY PRZYŁĄCZANIA

Pkt II.1.8 otrzymuje brzmienie:

Operator systemu dystrybucyjnego wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- 1) 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
- 2) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez 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 przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV,
- 4) 90 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

Kartę aktualizacji zatwierdzam

Kraków, dnia 20. LISTOPAD 2008

Prezes Zarządu

Wiceprezes Zarządu
ds. Dystrybucji

mgr inż. Piotr Ordyna

.....
podpis, pieczęć

Karta aktualizacji nr 1/2008/K IRIESD - Część ogólna		
data 12.11.2008 r.		Strona 2/2