

# **INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji  
i planowania rozwoju sieci**

Zatwierdzona uchwałą Zarządu .....

*Tekst obowiązujący od dnia:* .....

## SPIS TREŚCI

<b>I.</b>	<b>POSTANOWIENIA OGÓLNE</b>	<b>3</b>
<b>II.</b>	<b>PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH</b>	<b>4</b>
<b>III.</b>	<b>WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ</b>	<b>32</b>
<b>IV.</b>	<b>EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI</b>	<b>37</b>
<b>V.</b>	<b>PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD</b>	<b>43</b>
<b>VI.</b>	<b>WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU</b>	<b>48</b>
<b>VII.</b>	<b>WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU</b>	<b>49</b>
<b>VIII.</b>	<b>WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH</b>	<b>53</b>
<b>IX.</b>	<b>BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO</b>	<b>54</b>
<b>X.</b>	<b>STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD</b>	<b>59</b>
<b>XI.</b>	<b>PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ</b>	<b>59</b>
<b>XII.</b>	<b>WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ</b>	<b>60</b>
<b>XIII.</b>	<b>SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI</b>	<b>62</b>

## I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.** Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego „PZL-Świdnik” Spółka Akcyjna (zwany dalej OSD) jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci, której jest właścicielem (zwaną dalej „siecią dystrybucyjną OSD”), zgodnie z niniejszą częścią IRiESD (zwaną dalej „IRiESD-Korzystanie”).
- I.2.** OSD realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego określone w IRiESD-Korzystanie w systemie dystrybucyjnym, którego obszar został określony w decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego „PZL-Świdnik” Spółka Akcyjna operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. W szczególności, na system dystrybucyjny, o którym mowa powyżej składają się urządzenia, instalacje i sieci o napięciu znamionowym ich pracy 110kV i niższym.
- I.3.** W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD-Korzystanie dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD, niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- I.4.** W zakresie realizacji obowiązków określonych w IRiESD-Korzystanie OSD współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. (zwany dalej również OSDp)

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

### II.1. Zasady przyłączania

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej OSD następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD oraz określonych w ustawie Prawo energetyczne.

W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowania mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w OSD, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się wg zasad przyłączenia źródeł wytwórczych opisanych w niniejszej IRiESD.

Szczegółowe wymagania dotyczące przyłączenia mikroinstalacji są zawarte na stronie internetowej [osd.pzl.swidnik.pl](http://osd.pzl.swidnik.pl)

OSD na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania źródeł energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej Sn i nN. Po raz pierwszy kryteria te zostaną zamieszczone na stronie internetowej w terminie do 12 miesięcy po wejściu w życie IRiESD.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD z wyłączeniem mikroinstalacji, o których mowa w pkt. II.1.1. obejmuje:

- a) pozyskanie przez podmiot od OSD wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia (wzór wniosku jest zamieszczony na stronie internetowej [osd.pzl.swidnik.pl](http://osd.pzl.swidnik.pl));
- b) złożenie przez podmiot u OSD wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD o którym mowa w pkt. a) ;
- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia;
- d) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę, informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia i pozostawia wniosek bez rozpatrzenia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku

spełniającego wymagania określone w punktach II.1.3 - II.1.6 niniejszej instrukcji ;

- e) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę;
- f) pisemne potwierdzenie przez OSD, złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku;
- g) dla podmiotów przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV pisemne potwierdzenie złożenia wniosku następuje w wydanych warunkach przyłączenia;
- h) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez OSD ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW;
- i) wydanie przez OSD warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;
- j) zawarcie umowy o przyłączenie;
- k) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;
- l) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. OSD zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci;

zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa OSD. Wzory wniosków OSD udostępnia na swojej stronie internetowej [osd.pzl.swidnik.pl](http://osd.pzl.swidnik.pl) oraz w siedzibie OSD.

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

II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt II.1.3. należy dołączyć:

- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,

- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,
- d) inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez OSD, zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSD.

Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.8. Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

- a) nieruchomości (obiekty lub lokale), do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których energia elektryczna ma być odbierana,
- b) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- c) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- d) moc przyłączeniową,
- e) rodzaj połączenia z siecią dystrybucyjną OSD instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- f) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- g) wymagania wynikające z IRiESD,
- h) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- i) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- j) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- k) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- l) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- m) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
  - a. wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
  - b. prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania;
- n) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,

- o) 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 instalacje lub sieci wnioskodawcy,
    - d. wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
    - e. ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
  - p) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu i ochrony od porażen w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
  - q) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.
  - r) harmonogram przyłączenia OZE.
- II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa OSD w warunkach przyłączenia.
- II.1.10. OSD wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
  - 2) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.
- II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie. W przypadku zawarcia umowy o przyłączenie, gdzie okres realizacji przyłączenia przekracza termin ważności warunków przyłączenia, okres ważności warunków przyłączenia przedłuża się do czasu zakończenia realizacji przyłączenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie OSD do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.
- II.1.12. Wraz z określonymi przez OSD warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci OSD, na podstawie opracowanej ekspertyzy, może wpłynąć na warunki pracy sieci OSDp, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. W ramach uzgodnień z OSDp i OSD ustala się, czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych OSDp wynikający z ekspertyzy, jest ujęty w jego planie rozwoju lub czy OSDp planuje możliwość realizacji tych inwestycji. Uzgodnienia te dokonywane są w ramach wystąpienia przez OSD do OSDp z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia. OSD wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami,

o których mowa w pkt. IV.1.13. Przy czym zasady określenia przez OSDp warunków przyłączenia są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej tego OSDp.

- II.1.14. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.15. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD powinna zawierać co najmniej:
- a) strony zawierające umowę,
  - b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
  - c) termin realizacji przyłączenia,
  - d) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
  - e) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
  - f) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
  - g) zakres oraz sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,
  - h) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywanych wymagań określonych w warunkach przyłączania,
  - i) terminy przeprowadzania prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłącza i przyłączanych instalacji,
  - j) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
  - k) w przypadku, gdy lokalizacja układu pomiarowo-rozliczeniowego nie jest w miejscu rozgraniczenia własności, OSD określi algorytm wyliczenia strat z tytułu poboru mocy i energii elektrycznej w umowie dystrybucyjnej,
  - l) warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
  - m) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
  - n) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
  - o) moc przyłączeniową,
  - p) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,
  - q) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
  - r) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.



- II.1.16. OSD 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 i pomiarowo-rozliczeniowych.
- II.1.17. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.16, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.
- II.1.18. Podmioty zaliczone do **III i VI** grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, opracowują instrukcję współpracy podlegającą uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.19. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.20. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 5MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązani do zgłaszania nowych jednostek wytwórczych lub zgłoszenia zmiany w zakresie zarejestrowanych danych do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Kopie zgłoszeń przesyłane są do OSD.

## **II.2. Zasady odłączania**

- II.2.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSD określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSD oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.2.1.2. OSD odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej OSD w przypadku:
- a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
  - b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.2.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSD składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
  - b) przyczynę odłączenia,
  - c) proponowany termin odłączenia.
- II.2.1.4. OSD ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSD o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.
- II.2.1.5. OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej OSD uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji

majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

- II.2.1.6. OSD uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp, tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.
- II.2.1.7. W niezbędnych przypadkach OSD zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej OSD, określające w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
  - b) termin odłączenia,
  - c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSD 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. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.**

- II.3.1. OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w pkt.II.1.16, OSD 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. OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej na zasadach określonych w ustawie Prawo energetyczne art. 6b, 6c, 6d i 6e.
- II.3.3. OSD bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt.II.3.1. oraz pkt.II.3.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- II.3.4. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w pkt.II.3.1b), może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.
- II.3.5. OSD może również wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej oraz wznowić dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci

dystrybucyjnej OSD na zasadach określonych w umowie dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej.

#### **II.4. Zasady zaprzestania oraz rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej po zaprzestaniu dostarczania energii elektrycznej**

- II.4.1. OSD może zaprzestać dostarczania energii elektrycznej w przypadku wygaśnięcia lub rozwiązania umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej np. wynikającego ze zmiany właściciela obiektu itp. W takim przypadku OSD może dokonać demontażu układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- II.4.2. OSD po zaprzestaniu dostarczania energii elektrycznej może odłączyć podmiot od sieci z zachowaniem zasad odłączania określonych w rozdziale II.3.2.
- II.4.3. Ponowne rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej do obiektu na skutek wstrzymania o którym mowa w pkt.II.3.1., jeżeli nie nastąpiło odłączenie, następuje po spełnieniu wymagań określonych przez OSD oraz zawarciu nowej umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.4.4. Rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej podmiotowi po odłączeniu podmiotu na skutek zaprzestania, o którym mowa w pkt. II.3.1 odbywa się po przeprowadzeniu procesu przyłączenia podmiotu do sieci OSD.

#### **II.5. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych**

##### **II.5.1. Wymagania ogólne**

- II.5.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych OSD urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
  - a) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
  - b) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
  - c) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
  - d) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
  - e) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
  - f) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobraną energię elektryczną.
- II.5.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.5.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

II.5.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

II.5.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub w IRiESD-Korzystanie, 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.

### **II.5.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych**

II.5.2.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez operatora systemu przesyłowego w IRiESP oraz przez OSDp w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej tego OSDp.

II.5.2.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt.II.5.2.1 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a OSD, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.

II.5.2.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt.II.5.2.2 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.5.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych**

II.5.3.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.5.3.2. OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej nastawienia

elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w sieci 110 kV i SN są koordynowane z OSDp.

## **II.6. Wymagania techniczne linii bezpośrednich**

- II.6.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie - Prawo energetyczne.
- II.6.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.
- II.6.3. W uzasadnionych przypadkach OSD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.6.2.
- II.6.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt.II.5.2 oraz II.5.3.
- II.6.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.8.
- II.6.6. OSD może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD.
- II.6.7. OSD 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.6.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych czynników technicznych dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej OSD.

## **II.7. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących**

### **II.7.1. Wymagania ogólne**

- II.7.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach podmiotów przyłączanych – nowobudowanych i przyłączonych modernizowanych.
- II.7.1.2. W uzasadnionych przypadkach OSD stosuje układy i urządzenia EAZ. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSD. Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.
- II.7.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

- II.7.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.
- II.7.1.5. OSD określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD. W uzasadnionych przypadkach OSD uwzględnia warunki stosowania EAZ z wytycznymi w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- II.7.1.6. OSD dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
- II.7.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.7.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadziałaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.7.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.7.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.7.1.11. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnicy lub innych zabezpieczanych elementów.

## **II.7.2. Wymagania dla sieci 110 kV**

- II.7.2.1. Wymagania dla sieci 110kV są określone w IRiESD OSDp.

## **II.7.3. Wymagania dla transformatorów**

- II.7.3.1. Wymagania dla transformatorów 110 kV/SN/SN są określone w IRiESD OSDp.
- II.7.3.2. Transformatory SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-przepływowe przełącznika zaczeów.  
Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

## II.7.4. Wymagania dla sieci SN

### II.7.4.1. Wymagania ogólne

- II.7.4.1.1. Jeśli w IRiESD-Korzystanie nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.
- II.7.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.
- II.7.4.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:
  - 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
  - 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.
- II.7.4.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:
  - 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
  - 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
  - 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
  - 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
  - 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.
- II.7.4.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatów wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

- 1) 5 - 10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 2) 5 - 15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
- 3) 10 - 20 % w sieciach skompensowanych.

Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.

II.7.4.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.7.4.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN do nowych warunków pracy.

#### II.7.4.2. Wymagania dla linii SN

II.7.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatykę:

- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych,
- 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,
- 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję - jeśli OSD tego wymaga.

II.7.4.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,



- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium  $df/dt$ ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola

oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.7.4.2.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium  $df/dt$ ,
- 4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,

oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.7.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.7.4.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,

- 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
- 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

#### II.7.4.5. Wymagania dla łączników szyn

II.7.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

- 1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciove działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie ma być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),
- 3) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego.

#### II.7.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.7.4.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
- 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN,

Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażyć w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

#### II.7.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.7.4.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozproszaniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z OSD,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie

z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,

5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania. Automatyki tej nie wolno stosować w rozdzielniach SN GPO.

II.7.4.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
- 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

## II.7.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.7.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.7.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.7.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
- 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
- 3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.

II.7.5.4. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.

II.7.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSD lub przez niego ustalone.

II.7.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.

II.7.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.7.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.7.5.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

II.7.5.6.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:

- 1) nadprądowe zwłoczne,
- 2) nadprądowe zwarciove,
- 3) nad- i pod-napięciowe,

- 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
  - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.
- II.7.5.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
  - 2) nad- i podnapięciowe,
  - 3) nad- i podczęstotliwościowe,
  - 4) ziemnozwarciowe.
- II.7.5.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.
- II.7.5.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.
- II.7.5.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. Od II.7.5.1. do II.7.5.3. oraz od II.7.5.6.1. do II.7.5.6.7., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

## **II.8. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych.**

### **II.8.1 Wymagania ogólne**

- II.8.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD-Korzystanie obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:
- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
  - b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy,
  - c) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa rozdzielenia umów kompleksowych i świadczenia usług na podstawie dwóch odrębnych umów sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD-Korzystanie spoczywa na ich właścicielu. Przy czym stosuje się zasadę, że właścicielem układu pomiarowego w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV i V jest OSD, natomiast dla pozostałych grup przyłączeniowych właścicielem układów pomiarowych jest odbiorca.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-

rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością OSD, powinien spełniać powyższe wymagania na dzień podpisania umowy dystrybucji, o której mowa w IRiESD–Bilansowanie pkt. B.1. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością OSD powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy.

- II.8.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do OSD. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.
- II.8.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
- II.8.1.4. Układy pomiarowe powinny być zainstalowane:
- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
  - b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
  - c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez OSD ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

- II.8.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.
- II.8.1.6. OSD poprzez OSDp uzgadnia z OSP protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.
- II.8.1.7. OSD uzgadnia z OSDp protokół transmisji danych pomiarowych oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.8.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 9 kategorii:
- a) kat. A1 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
  - b) kat. A2 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA (wyłącznie),
  - c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
  - d) kat. B1 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
  - e) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
  - f) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
  - g) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),
  - h) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,

- i) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh,

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy przyłączeniowej podmiotu.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków o których mowa w pkt. II.8.1.1. a), b) oraz c).

- II.8.1.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

- II.8.1.10. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

- a) wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
- b) wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa OSD.

- II.8.1.11. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- a) dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
- b) dla kategorii: B1 i B2 – stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego,

Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników

układu pomiarowo-rozliczeniowego. W tym przypadku jako układ pomiarowo-kontrolny należy rozumieć licznik energii elektrycznej.

II.8.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa OSD, w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.8.1.13. W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A1 przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A2, A3, B1, B2, B3, B4, C2 przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

a) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,

b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,

c) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny winien wynosić 5A.

Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25% a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.8.1.14. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

II.8.1.15. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być  $\leq 5$ . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS  $\leq 10$ , o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

II.8.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania. Plombowanie musi umożliwiać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.8.1.17. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.8.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub OSD. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

II.8.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).

II.8.1.19. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub OSD (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).



- II.8.1.20. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.8.1.21. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.
- II.8.1.22. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.8.1.23. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.8.1.24. OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.8.1.25. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron (OSD, odbiorca, wytwórca) nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.8.1.26.
- II.8.1.26. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.8.1.27. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.8.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.8.1.28. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres zdemontowania elementu układu pomiarowego, OSD może odpłatnie użyć zastępczy element układu pomiarowego.
- II.8.1.29. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.8.1.23. i II.8.1.27., a OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- II.8.1.30. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego

pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.

- II.8.1.31. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

## **II.8.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A.**

- II.8.2.1. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD.

- II.8.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD.

- II.8.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD.

- II.8.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:

- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w pkt. II.8.2.1.,
- b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.8.2.2.

- II.8.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
  - umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
  - umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.8.2.6. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR OSD, w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- II.8.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.
- II.8.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.**
- II.8.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:
- konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
  - przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
  - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
  - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
  - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
  - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
  - układy pomiarowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR OSD co najmniej raz na dobę,
  - dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez

wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej),

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

II.8.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.8.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD co najmniej raz na dobę,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.8.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

#### **II.8.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.**

II.8.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej;
- b) OSD może zadecydować o konieczności:
  - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
  - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR OSD,
  - pomiaru mocy i energii biernej.

II.8. 4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSD co najmniej raz na dobę,
- e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

#### **II.8.5. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi**

- II.8.5.1. OSD odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.
- II.8.5.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z OSDp, a w przypadkach określonych przez OSD również z innymi podmiotami.
- II.8.5.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.8.5.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

## **II.9. DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

### **II.9.1. Zakres danych**

II.9.1.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD,
- c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

II.9.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

### **II.9.2. Dane opisujące stan istniejący**

II.9.2.1. Wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

- a) moc osiągalną,
- b) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych,
- c) dane jednostek wytwórczych,
- d) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.9.2.2. Odbiorcy wskazani przez OSD przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, przekazują do OSD następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

- a) dane o liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
- b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

II.9.2.3. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

### **II.9.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD**

II.9.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD 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 projektach zarządzania popytem,
- d) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.9.3.2. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

### **III. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

#### **III.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych**

III.1.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących standardów jakościowych.

III.1.2. OSD na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów prawa i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

III.1.3. W zakresie dystrybucji energii elektrycznej OSD w szczególności:

- a) dokonuje transportu energii elektrycznej wprowadzanej do lub odbieranej z miejsc dostarczania określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- b) zapewnia długoterminową zdolność systemu dystrybucyjnego do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, poprzez należyty rozwój, rozbudowę, eksploatację, konserwację i remonty infrastruktury sieciowej, w zakresie sieci dystrybucyjnej;
- c) przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe, niezbędne do prowadzenia procesu rozliczeń pomiędzy OSD i użytkownikami systemu oraz pomiędzy użytkownikami systemu.

#### **III.2. Warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej**

III.2.1. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz na warunkach określonych w koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej, IRiESD i Taryfie OSD.

III.2.2. Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez OSD jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

III.2.3. Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „IRiESD-Bilansowanie”) tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.

III.2.4. OSD opracowuje i udostępnia użytkownikom systemu wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej właściwe dla poszczególnych grup (typów) użytkowników systemu dystrybucyjnego.

III.2.5. W przypadkach, związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD może udostępniać wzory aneksów do tych umów.



- III.2.6. Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub wzorów aneksów do tych umów odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej OSD.
- III.2.7. Wzory umów, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do przygotowania projektu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, jak też projektu aneksu do tych umów.
- III.2.8. Użytkownicy systemu dystrybucyjnego wnoszą do OSD opłatę za świadczone przez OSD usługi dystrybucji energii elektrycznej.
- III.2.9. Opłata za świadczone przez OSD usługi dystrybucji energii elektrycznej naliczana jest zgodnie z Taryfą OSD zatwierdzoną przez Prezesa URE.

### **III.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu**

#### **III.3.1. Postanowienia ogólne**

- III.3.1.1. OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- III.3.1.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSD w szczególności:
- a) opracowuje i udostępnia wzory wniosków i umów oraz IRiESD,
  - b) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, których obowiązek publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.
- III.3.1.3. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
  - 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
  - 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
  - 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
    - a) ogłoszeń internetowych 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 urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
  - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
  - 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
  - 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
  - 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
  - 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty, zgodnie z obowiązującymi przepisami i taryfą OSD, za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.
- III.3.1.4. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy.
  - III.3.1.5. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
  - III.3.1.6. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:
    - a) na stronie internetowej OSD [osd.pzl.swidnik.pl](http://osd.pzl.swidnik.pl) ,
    - b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSD,
    - c) w biurze **Serwisu Sieci Elektroenergetycznych**

- III.3.1.7. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:
- osobiście w biurze *Serwisu Sieci Elektroenergetycznych*
  - listownie na adres OSD,
  - poczta elektroniczną,
  - faksem,
  - telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.
- III.3.1.8. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSD.
- III.3.2. Postępowanie reklamacyjne**
- III.3.2.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej.
- III.3.2.2. Reklamacje powinny być dostarczone do OSD, na adres:  
WSK „PZL-Świdnik” S.A.  
Serwis Sieci Elektroenergetycznych  
Al. Lotników Polskich 1  
21-045 Świdnik
- III.3.2.3. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu;
  - dane jakie przyłącza/miejsca dostarczania dotyczy reklamacja;
  - datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
  - zgłaszane żądanie;
  - dokumenty uzasadniające żądanie.
- III.3.2.4. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- III.3.2.5. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt III.3.2.4. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:
- zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania;
  - dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt III.3.2.2.

- III.3.2.6. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.
- III.3.2.7. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSD i podmiot składający reklamację.
- III.3.2.8. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt III.3.2.7., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

## IV. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

### IV.1. Przepisy ogólne

IV.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.

Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

- a) niezawodności współdziałania z siecią,
- b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
- c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

IV.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSD obejmują zagadnienia związane z:

- a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
- b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
- c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
- d) dokonywaniem uzgodnień z OSP i OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

IV.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.

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.

IV.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz OSD, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

IV.1.5. OSD prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.

IV.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej

i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

- IV.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa OSD w dokumencie „Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.” OSD udostępnia wyżej wymienione zasady na swojej stronie internetowej.

## **IV.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji**

- IV.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

- IV.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 OSD przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

- IV.2.3. Specjalne procedury, o których mowa w pkt.IV.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

- IV.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSD, jeżeli właścicielem nie jest OSD) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

OSD, w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

## **IV.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji**

- IV.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

- IV.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z OSDp, jeżeli urządzenie ma wpływ na prace sieci dystrybucyjnej OSDp.

#### **IV.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych**

- IV.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych OSD są prowadzone w uzgodnieniu z OSD.
- IV.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z OSD reguluje umowa.
- IV.4.3. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w sieci dystrybucyjnej, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSDp.

#### **IV.5. Dokumentacja techniczna i prawna**

- IV.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
- a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
  - b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.
- Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- IV.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
  - b) dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
  - c) pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
  - d) pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.
- IV.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumentację powykonawczą,
  - b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub 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.
- V.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,

- 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 badań, prób i pomiarów,
- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- g) dziennik operacyjny,
- h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) karty przełączeń,
- k) ewidencję założonych uziemień,
- l) programy łączeniowe,
- m) wykaz personelu ruchowego.

IV.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

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

#### **IV.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych**

IV.6.1. OSD, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem czynników technicznych i ekonomicznych.



IV.6.2. W przypadku powierzenia OSD prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

#### **IV.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych**

IV.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 od OSD informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej OSD w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

IV.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 badań, 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.

IV.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w pkt.IV.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco.

#### **IV.8. Ochrona środowiska naturalnego**

IV.8.1. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.

IV.8.2. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD stosują środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

IV.8.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

IV.8.4. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska oraz zgodną z przepisami wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów oraz urządzeń sieci dystrybucyjnej.

#### **IV.9. Ochrona przeciwpożarowa**

IV.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

IV.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

#### **IV.10. Planowanie prac eksploatacyjnych**

- IV.10.1. OSD opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSD obejmujące w szczególności:
- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
  - b) remonty.
- IV.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSD zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej OSD lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- IV.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD uzgadniają z OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- IV.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej OSD.
- IV.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD przekazują do OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci.

#### **IV.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac**

- IV.11.1. OSD opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- IV.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

## V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

### V.1. Obowiązki OSD

- V.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego OSD na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej :
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
  - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
  - c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
  - d) prowadzi działania sterownicze i łączeniowe w układach pracy sieci dystrybucyjnej, o których mowa w pkt. V.1.2,
  - e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji z OSDp,
  - f) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
  - g) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej OSD awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej samodzielnie oraz we współpracy z OSDp oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
  - h) zbiera i przekazuje do OSDp dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESD OSDp.
- V.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej OSD odbywa się w okresach miesięcznych i rocznych.

### V.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego

- V.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale V.1 OSD organizuje służby energetyczne i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- V.2.2. Struktura zależności służb energetycznych organizowanych przez OSD i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD ma charakter hierarchiczny.
- V.2.3. Służby dyspozytorskie OSD działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego.
- V.2.4. OSD przy pomocy służb energetycznych, 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) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- V.2.5. Służby energetyczne OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej,
  - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
  - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
  - d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej.
- V.2.6. OSD może zawierać regulaminy współpracy ruchowej określające zasady współpracy własnych służb energetycznych ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemu dystrybucyjnego oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, której ruch prowadzi.
- V.2.7. Przedmiotem regulaminu współpracy ruchowej, o której mowa w pkt. V.2.6, 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,
  - e) określenie zasad współpracy,
  - 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.

### **V.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej**

- V.3.1. OSD w zależności od uzgodnień z OSDp sporządza i udostępnia koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- V.3.2. OSD, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.

#### **V.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną**

- V.4.1. OSD sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej OSD.
- V.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

#### **V.5. Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej**

- V.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.
- V.5.2. OSD określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- V.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:
- a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
  - b) wymagane poziomy napięcia,
  - c) wartości mocy zwarciovych,
  - d) rozpięty mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
  - e) dopuszczalne obciążenia,
  - f) wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
  - g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
  - h) nastawienia zaczeów dławików gaszących,
  - i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
  - j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
  - k) harmonogram pracy transformatorów,
  - l) wykaz jednostek wytwórczych.
- V.5.4. Układy normalne pracy sieci 110 kV są uzgadniane z OSDp nie rzadziej niż raz na rok.

#### **V.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej**

- V.6.1. OSD opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej OSD.
- V.6.2. OSD opracowuje i zgłasza do uzgodnienia OSDp w zakresie wpływu na pracę sieci dystrybucyjnej OSDp.
- V.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.V.6.4.

- V.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
  - proponowany termin wyłączenia,
  - operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
  - typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
  - opis wykonywanych prac,
  - w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- V.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do OSD wyłączenie elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.
- V.6.6. OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej OSD w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.
- V.6.7. 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.
- V.7. Programy łączeniowe**
- V.7.2. Służby energetyczne OSD, określają przypadki i zakres przedmiotowy, w których należy sporządzać programy łączeniowe. Programy łączeniowe są opracowywane każdorazowo na żądanie OSD
- V.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- V.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej**
- V.8.1. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych są określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- V.8.2. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej źródła wytwarzania, uzgadniają z OSD plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych.
- V.8.3. OSD 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.
- V.8.4. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSD informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.

V.8.5. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSD.

**V.9. Dane przekazywane przez podmioty do OSD**

V.9.1. Wskazani przez OSD Odbiorcy przyłączeni do sieci OSD sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez OSD.

V.9.2. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują OSD prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dotyczące swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, w zakresie i terminach określonych przez OSD.

V.9.3. Wytwórcy przyłączeni do sieci OSD sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez OSD.

## **VI. WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU**

- VI.1. OSD współpracuje z następującymi operatorami:
- a) operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp,
  - b) operatorami handlowo-technicznymi,
  - c) operatorami handlowymi,
  - d) operatorami pomiarów.
- oraz sprzedawcami, odbiorcami i wytwórcami.
- VI.2. Zasady i zakres współpracy OSD z OSDp są określone w niniejszej IRiESD, instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp oraz umowach dystrybucyjnych zawartych przez OSD i OSDp.
- VI.3. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w poszczególnych rozdziałach IRiESD.
- VI.4. Współpraca OSD z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.
- VI.5. 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.6. Umowy o których mowa w pkt. VI.5 stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje operatorów handlowo-technicznych oraz operatorów handlowych.
- VI.7. OSD realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem OSDp.



## VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

### VII.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej

#### VII.1.1. Zakres danych

VII.1.1.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

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

VII.1.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

#### VII.1.2. Dane opisujące stan istniejący

VII.1.2.1. Odbiorcy i Wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń w zakresie:

- a) schematy główne układów elektrycznych,
- b) dane jednostek wytwórczych – dotyczy wytwórców,
- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

VII.1.2.2. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

#### VII.1.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez OSD

VII.1.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD 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 projektach zarządzania popytem,
- d) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD.

VII.1.3.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną:

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

VII.1.3.3. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

## **VII.2. Informacje udostępniane przez OSD**

### **VII.2.1. Formy wymiany informacji**

VII.2.1.1. Wymiana informacji pomiędzy OSD a użytkownikami systemu może się odbywać:

- a) poprzez systemy teleinformatyczne,
- b) telefonicznie,
- c) drogą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) listownie,
- f) poprzez publikację na stronie internetowej,
- g) poprzez udostępnienie do publicznego wglądu w siedzibie OSD.

Wykorzystanie ww. form dla konkretnych informacji określa OSD, o ile forma wymiany informacji nie została określona przez obowiązujące przepisy.

VII.2.1.2. Do systemów teleinformatycznych służących do zbierania, przekazywania i wymiany informacji zalicza się Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).

VII.2.1.3. Strona internetowa OSD jest wykorzystywana przez OSD jako platforma publikacji i udostępniania informacji zainteresowanym podmiotom.

VII.2.1.4. Strona internetowa OSD jest dostępna pod adresem: [osd.pzl.swidnik.pl](http://osd.pzl.swidnik.pl)

### **VII.2.2. Zakres informacji publikowanych przez OSD**

VII.2.2.1. W ramach udostępniania użytkownikom systemu, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej OSD publikuje na swojej stronie internetowej w szczególności:

- a) IRiESD;
- b) taryfę OSD;
- c) inne, publikowane przez OSD zgodnie z ustawą Prawo energetyczne lub postanowieniami IRiESD.

VII.2.2.2. W zakresie przyłączania do sieci OSD urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

- a) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia;
- b) aktualizowane co najmniej raz w miesiącu informacje dotyczące: podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, oraz wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, oraz planowanych zmianach tych

wielkości w okresie następnych 5 lat, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych;

c) inne, publikowane przez OSD zgodnie z ustawą Prawo energetyczne lub postanowieniami IRiESD.

VII.2.2.3. W ramach świadczonych przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

a) wzór wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;

b) wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;

c) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;

d) informację o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej, działającym na obszarze działania OSD;

e) inne, publikowane przez OSD zgodnie z ustawą Prawo energetyczne lub postanowieniami IRiESD.

### **VII.2.3. Ochrona informacji**

VII.2.3.1. W stosunku do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, OSD jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

VII.2.3.2. Informacje, o których mowa w pkt VII.2.3.1. mogą być wykorzystywane przez OSD jedynie w celu realizacji jego obowiązków wynikających z zawartej z danym użytkownikiem systemu umowy, jak również w celu realizacji zadań OSD określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD w sposób wyłączający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia interesów użytkownika systemu.

VII.2.3.3. Obowiązek zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt VII.2.3.1. trwa także po zakończeniu okresu obowiązywania zawartej przez OSD z tym użytkownikiem systemu umowy, nie dłużej jednak niż 5 lat od jej wygaśnięcia lub rozwiązania.

VII.2.3.4. Postanowienia o poufności zawarte powyżej, nie będą stanowiły przeszkody dla OSD w ujawnianiu informacji konsultantom i podwykonawcom działającym w imieniu i na rzecz OSD przy wykonywaniu zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD, z zastrzeżeniem zachowania wymogów określonych w pkt VII.2.3.5. oraz w ujawnianiu informacji, która należy do informacji powszechnie znanych lub informacji, których ujawnienie jest wymagane na podstawie obowiązujących przepisów prawa, w tym przepisów dotyczących obowiązków informacyjnych spółek publicznych, lub na ujawnienie których użytkownik systemu wyraził zgodę na piśmie. OSD jest również uprawniony do ujawnienia informacji działając w celu zastosowania się do postanowień IRiESD, wymagań organu regulacyjnego, w związku z toczącym się postępowaniem sądowym lub postępowaniem przed organem regulacyjnym.

- VII.2.3.5. OSD zapewnia, że wszystkie podmioty, które w jego imieniu i na jego rzecz będą uczestniczyły w realizacji zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD zostaną przez OSD zobowiązane do zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt VII.2.3.1., na warunkach określonych w pkt VII.2.3.1 do VII.2.3.4.
- VII.2.3.6. Postanowienia pkt VII.2.3.1 do VII.2.3.5. obowiązują odpowiednio użytkowników systemu w zakresie ochrony przez nich i ich konsultantów oraz podwykonawców, informacji otrzymanych od OSD, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z OSD.

## VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

- VIII.1. OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju”).
- VIII.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.
- VIII.3. OSD sporządza plan rozwoju na okresy określone w ustawie Prawo energetyczne.
- VIII.4. W ramach opracowywania planu rozwoju, OSP współpracuje w szczególności z:
- a) OSDp,
  - b) wytwórcami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD,
  - c) odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD.
- VIII.5. Zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSD w ramach procesu planowania rozwoju określa pkt VII IRiESD-Korzystanie.
- VIII.6. OSD udostępnia podmiotom przyłączonym do sieci informacje niezbędne do określenia możliwości zmian wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych lub zmian poboru mocy z sieci dystrybucyjnej w miejscu przyłączenia.

## **IX. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

### **IX.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE**

- IX.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach..
- IX.1.2. OSDp zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, na bieżąco kontroluje warunki pracy swojej sieci dystrybucyjnej.
- IX.1.3. OSD zgodnie z IRiESD, na bieżąco kontroluje warunki pracy sieci dystrybucyjnej OSD.
- IX.1.4. OSD na podstawie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej oraz na podstawie regulaminów współpracy ruchowej realizuje działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub awarii sieciowej.
- IX.1.5. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSD udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IX.1.6. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym zgodnie z pkt.IX.3.4.

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

- IX.2.1. OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną OSD.
- IX.2.2. OSD dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

### **IX.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

#### **IX.3.1. Postanowienia ogólne**

- IX.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

IX.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP, OSDp i OSD podejmują we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

OSD w szczególności podejmuje następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

IX.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

- a) tryb normalny, określony w pkt IX.3.2,
- b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IX.3.3,
- c) tryb awaryjny, określony w pkt IX.3.4,
- d) tryb automatyczny, określony w pkt IX.3.5,
- e) tryb ograniczenia poziomu napięcia, określony w pkt IX.3.6.

IX.3.1.4. OSD nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt IX.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt. IX.3.3, IX.3.4, IX.3.5 i IX.3.6.

### **IX.3.2. Tryb normalny.**

IX.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

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

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

- IX.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt IX.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.
- IX.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp i OSD opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt IX.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.
- IX.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.
- IX.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt IX.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.
- IX.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt IX.3.2.3 obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:
- uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
  - uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
  - uzgodnienia z OSDp, w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
  - corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
- IX.3.2.7. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej jest zgodna z procedurami zawartymi w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- IX.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, są określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- IX.3.2.9. 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.
- IX.3.2.10. W przypadku różnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSD powiadamia odbiorców ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach



lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty u OSD. Jednocześnie OSD zamieszcza komunikat na swojej stronie internetowej [osd.pzl.swidnik.pl](http://osd.pzl.swidnik.pl).

- IX.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.
- IX.3.2.12. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- poleczone stopnie zasilania,
  - wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

### **IX.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP**

- IX.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt IX.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IX.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt IX.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.
- IX.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt IX.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

### **IX.3.4. Tryb awaryjny**

- IX.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IX.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP-ODM. Jednocześnie OSDp powiadamia o tym fakcie OSD, jeżeli wyłączenia według trybu awaryjnego mają wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej OSD. W przypadku dokonania przez OSD wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSD jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie odpowiednie służby dyspozytorskie OSDp, jeśli te wyłączenie ma wpływ na prace sieci dystrybucyjnej OSDp.
- IX.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń

w stopniach A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A4 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 45 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A5 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt IX.3.2.8.c).

IX.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110kV/SN, linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.

IX.3.4.5. OSD w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.

IX.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%). Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.

### **IX.3.5. Tryb automatyczny**

IX.3.5.1. Wprowadzenie przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie automatycznym określa IRiESD OSDp.

### **IX.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć**

IX.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IX.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć w sieci dystrybucyjnej OSD powinno być zrealizowane na polecenie OSDp, Wydane przez OSDp polecenie musi być potwierdzone wydanym poleceniem OSP dla OSDp.

IX.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć odbywa się na zasadach określonych w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.

IX.3.6.4. OSD i odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

- a) poziom napięcia,
- b) pozycje przełączników zaczepów transformatorów 110 kV/SN,
- c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

## **X. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD**

- X.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSD w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
  - b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
  - c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci.
- X.2. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa OSD. W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te określa OSD w porozumieniu z OSDp.
- X.3. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej OSD pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD.
- X.4. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytycznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w OSD.

## **XI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

### **XI.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci**

- XI.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:
- a) napięcia znamionowe,
  - b) częstotliwość znamionowa.
- XI.1.2. Regulacja częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.
- XI.1.3. O ile umowa kompleksowa lub umowa o świadczenie usług dystrybucji, OSD stosuje parametry jakościowe energii elektrycznej zgodne z parametrami określonymi w obecnie obowiązującym rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

## XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- XII.1. Do wskaźników jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, stosowanych przez OSD, zalicza się przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). Określone poniżej przez OSD wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSD i użytkowników systemu w tym zakresie są zgodne z obecnie obowiązującymi zapisami powyższego rozporządzenia, przy czym w przypadku jego zmiany obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.
- XII.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania dzieli się na:
- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
  - 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
  - 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
  - 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
  - 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.
- XII.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony *w formie, o której mowa w pkt III.3.1.3 IRiESD-Korzystanie*, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.
- XII.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.
- XII.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:
- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
    - a) przerwy planowanej - 16 godzin,
    - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
  - 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
    - a) przerw planowanych - 35 godzin,
    - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.
- XII.6. OSD w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach 1), 2) i 3), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

### XIII. SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

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

#### XIII.1 OZNACZENIA SKRÓTÓW

<b>EAZ</b>	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
<b>IRiESD</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
<b>IRiESD- Bilansowanie</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
<b>IRiESP</b>	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
<b>IRiESP- Bilansowanie</b>	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
<b>JWCD</b>	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
<b>KSE</b>	Krajowy system elektroenergetyczny
<b>LSPR</b>	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
<b>MB</b>	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
<b>MD</b>	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
<b>MDD</b>	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
<b>nN</b>	Niskie napięcie
<b>OH</b>	Operator handlowy
<b>OHT</b>	Operator handlowo-techniczny
<b>OP-OSDp</b>	Operator systemu dystrybucyjnego przyłączony do sieci przesyłowej realizujący część zakresu operatora pomiarów dla OSD
<b>OSD</b>	WSK „PZL-Świdnik” S.A. , pełniąca funkcję operatora systemu dystrybucyjnego na sieci dystrybucyjnej na której prowadzi ruch sieciowy
<b>OSDp</b>	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
<b>OSDn</b>	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
<b>OSP</b>	Operator systemu przesyłowego
<b>OZE</b>	Źródło wytwórcze o którym mowa w ustawie Prawo energetyczne
<b>POB</b>	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
<b>PPE</b>	Punkt Poboru Energii
<b>SN</b>	Średnie napięcie

<b>SPZ</b>	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
<b>SZR</b>	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
<b>URB</b>	Uczestnik Rynku Bilansującego
<b>URB<sub>GE</sub></b>	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
<b>URB<sub>W</sub></b>	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
<b>URB<sub>O</sub></b>	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none"><li>• URB<sub>SD</sub> – odbiorca sieciowy</li><li>• URB<sub>OK</sub> – odbiorca końcowy</li></ul>
<b>URB<sub>PO</sub></b>	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
<b>URD</b>	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
<b>URD<sub>n</sub></b>	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
<b>URD<sub>O</sub></b>	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
<b>URD<sub>W</sub></b>	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
<b>URE</b>	Urząd Regulacji Energetyki
<b>WIRE</b>	System wymiany informacji o rynku energii
<b>ZUSE</b>	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

### XIII.2. POJĘCIA I DEFINICJE

<b>Administrator pomiarów</b>	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
<b>Awaria sieciowa</b>	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.
<b>Awaria w systemie</b>	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.
<b>Bilansowanie systemu</b>	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na

<b>Dystrybucja energii Elektrycznej</b>	<p>równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.</p> <p>Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.</p>
<b>Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa</b>	<p>Automatyka, której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną</p>
<b>Farma wiatrowa</b>	<p>Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).</p>
<b>Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)</b>	<p>Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.</p>
<b>Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (FMDD)</b>	<p>Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.</p>
<b>Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (PMDD)</b>	<p>Punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.</p>
<b>Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)</b>	<p>Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych), w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej.</p>
<b>Grupy przyłączeniowe</b>	<p>Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,</li><li>grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,</li><li>grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,</li><li>grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie</li></ol>



- znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego 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 przelicznikowego 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.

**Generalna Umowa  
Dystrybucji**

Umowa, która reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą a OSD oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URD<sub>o</sub> przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.

**Jednostka wytwórcza**

Wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego lub odbiorcy, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe. 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 Polski.

**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.

**Łącze niezależne**

Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.

**Mechanizm bilansujący**

Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.

<b>Miejsce dostarczenia</b>	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.
<b>Miejsce przyłączenia</b>	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
<b>Mikroźródło</b>	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A.
<b>Mikroinstalacja</b>	Odnawialne źródło energii elektrycznej o mocy zainstalowanej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci o napięciu niższym niż 110kV.
<b>Moc przyłączeniowa</b>	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
<b>Moc umowna</b>	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut, b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny, c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.
<b>Należyta staranność</b>	Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.
<b>Napięcie znamionowe</b>	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
<b>Napięcie deklarowane</b>	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcą – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.

<b>Nielegalne pobieranie energii elektrycznej</b>	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.
<b>Niebilansowanie</b>	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
<b>Normalny układ pracy sieci</b>	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.
<b>Normalne warunki pracy sieci</b>	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
<b>Obrót energią elektryczną</b>	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
<b>Obszar OSD</b>	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
<b>Obszar regulacyjny</b>	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.
<b>Obszar Rynku Bilansującego</b>	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.

<b>Odbiorca</b>	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
<b>Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym</b>	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym.
<b>Odbiorca końcowy</b>	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
<b>Odlączenie od sieci</b>	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe demontaż elementów przyłącza.
<b>Ograniczenia sieciowe</b>	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.
<b>WSK „PZL-Świdnik” S.A.</b>	WSK „PZL-Świdnik” S.A. posiadająca koncesję na przesyłanie i <b>dystrybucję</b> energii elektrycznej za pomocą sieci dystrybucyjnej, jako przedsiębiorstwo energetyczne skonsolidowane pionowo pełniące funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego, Operatora Pomiarów oraz Odbiorcy Sieciowego, w tym również Uczestnika Rynku Bilansującego (URB <sub>PZL</sub> ), dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej WSK „PZL-Świdnik” S.A.
<b>Zarząd OSD</b>	Zarząd WSK „PZL-Świdnik” S.A.
<b>Operator</b>	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
<b>Operator handlowy (OH)</b>	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
<b>Operator handlowo-techniczny (OHT)</b>	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
<b>Operator pomiarów</b>	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

<b>Operator systemu dystrybucyjnego</b>	WSK „PZL-Świdnik” S.A. jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
<b>Operator systemu przesyłowego</b>	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.
<b>Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)</b>	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
<b>Procedura zmiany sprzedawcy</b>	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
<b>Programy łączeniowe</b>	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
<b>Przedsiębiorstwo energetyczne</b>	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
<b>Przedsiębiorstwo obrotu</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
<b>Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana</b>	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

<b>Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana</b>	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
<b>Przesyłanie - transport energii elektrycznej</b>	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
<b>Przylącze</b>	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
<b>Punkt Dostarczania Energii</b>	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
<b>Punkt Poboru Energii</b>	Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
<b>Regulacyjne usługi systemowe</b>	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
<b>Ruch sieciowy</b>	Sterowanie pracą sieci
<b>Rynek bilansujący</b>	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
<b>Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO</b>	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
<b>Samoczynne ponowne załączanie - SPZ</b>	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.

<b>Sieci</b>	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
<b>Sieć przesyłowa</b>	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
<b>Sieć dystrybucyjna</b>	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
<b>Sprzedawca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
<b>Sprzedaż energii elektrycznej</b>	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
<b>Stan zagrożenia KSE</b>	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
<b>System elektroenergetyczny</b>	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
<b>Średnie napięcie</b>	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
<b>Uczestnik Rynku Bilansującego</b>	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP-Bilansowanie;
<b>Uczestnik Rynku Detalicznego</b>	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy</b>	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.

<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy</b>	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.
<b>Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
<b>Układ pomiarowo-kontrolny</b>	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo – rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
<b>Układ zabezpieczeniowy</b>	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
<b>Umowa dystrybucji</b>	Umowa świadczenie usług dystrybucji.
<b>Urządzenia</b>	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
<b>Ustawa</b>	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
<b>Użytkownik systemu</b>	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
<b>Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS</b>	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
<b>Wyłączenie awaryjne</b>	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
<b>Wymiana międzysystemowa</b>	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
<b>Wytwórca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
<b>Zabezpieczenia</b>	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.



<b>Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne</b>	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
<b>Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove</b>	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciowych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
<b>Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej</b>	Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
<b>Zarządzanie ograniczeniami systemowymi</b>	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

Załącznik nr 1  
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 niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Istniejące jednostki wytwórcze muszą spełniać przedmiotowe wymagania techniczne po ich remoncie lub modernizacji oraz w innych przypadkach przewidzianych w niniejszej IRiESD.
- 1.2. OSD określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala poziom napięcia znamionowego sieci, do której 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.
- 1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSD decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej SN lub nN, moc zwarciova ( $S_k$ ) w miejscu przyłączenia powinna być przynajmniej 20 razy większa od łącznej mocy znamionowej jednostek wytwórczych przyłączonych lub przyłączanych do sieci dystrybucyjnej zasilanej z tej samej co dany punkt przyłączenia stacji transformatorowej 110 kV/SN.
- 1.6. Moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.
- 1.7. Minimalna konfiguracja sieci dystrybucyjnej jest to stan pracy przy minimalnym poziomie mocy zwarciovej po stronie SN, wyłączonych wszystkich jednostkach wytwórczych przyłączonych bezpośrednio do szyn zbiorczych rozdzielni SN, jak również do linii SN wyprowadzonych ze stacji transformatorowej 110 kV/SN, do której przyłączona jest rozpatrywana jednostka wytwórcza.
- 1.8. W przypadku opracowania przez OSD ekspertyzy wpływu przyłączenia jednostek wytwórczych na pracę sieci dystrybucyjnej lub indywidualnej analizy dla konkretnego punktu w sieci dystrybucyjnej, dla oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych przyjmuje się wnioski wynikające z ww. opracowań

- 1.9. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

## 2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

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

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje. Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla mikroinstalacji lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

- 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. OSD koordynuje pracę łączników, o których mowa w pkt.2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy. Nie dotyczy to łączników współpracujących z mikroinstalacjami.
- 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 IRiESD oraz pkt. 3 niniejszego załącznika. Wymagania pkt. 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji, za wyjątkiem drugiego akapitu punktu 3.11.
- 3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt.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-nad napięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.

- 3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowonadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.
- 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. Jeżeli zabezpieczenia, o których mowa powyżej, znajdują się w wyposażeniu falownika nie ma potrzeby powielania tych zabezpieczeń.
- 3.6. OSD decyduje w warunkach przyłączenia 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 pkt.2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
  - b) łącznik określony w pkt.2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8. OSD 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. Nie dotyczy jednostek wytwórczych przyłączonych jednofazowo do sieci elektroenergetycznej.
- 3.10. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 3.11. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator SN/nN, 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. W przypadku podłączania mikroinstalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami inwertera a siecią rozdzielczą, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci OSD (PCC).
- 3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak

dobre, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.

- 3.13. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.14. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
  - załączać farmę samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.
- 3.15. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSD.
- 3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest farma wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,
  - załączać farmę samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- 3.17. OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

#### **4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ**

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSD w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach 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 farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.

- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

## 5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i 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. OSD może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 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 OSD.
- 5.8. Wymagania pkt. 5 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji.

## 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 niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 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 odchyżeń  $\pm 5\%$  napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 30 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznnych odniesionych do harmonicznnej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- 1,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 220 kV i wyższym niż 30 kV,
  - 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
  - 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznnych, powinien być spełniony następujący warunek:
- $$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$
- gdzie:
- $S_{rA}$  – moc osiągalna jednostki wytwórczej,
  - $S_{kV}$  – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.
- 6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła  $P_{lt}$  spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek:  $P_{lt} \leq 0,6$ .
- 6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7 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. KRYTERIA OCENY MOZLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTÓWCZYCH DO SIECI SN I nN.

OSD na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączenia źródeł energii do sieci elektroenergetycznej Sn i nN. Po raz pierwszy kryteria te zostaną zamieszczone na stronie internetowej w terminie do 12 miesięcy po wejściu w życie niniejszej IRiESD.

## 8. DODATKOWE WYMAGANIA DLA FARM WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

### 8.1. Postanowienia ogólne

- 8.1.1. Farmy 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.
- 8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 9 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.
- 8.1.3. Farmy 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 pkt. 8 niniejszego załącznika tylko w przypadku remontu lub modernizacji farmy wiatrowej. Farmy wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci, uzgodnią z OSD zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.



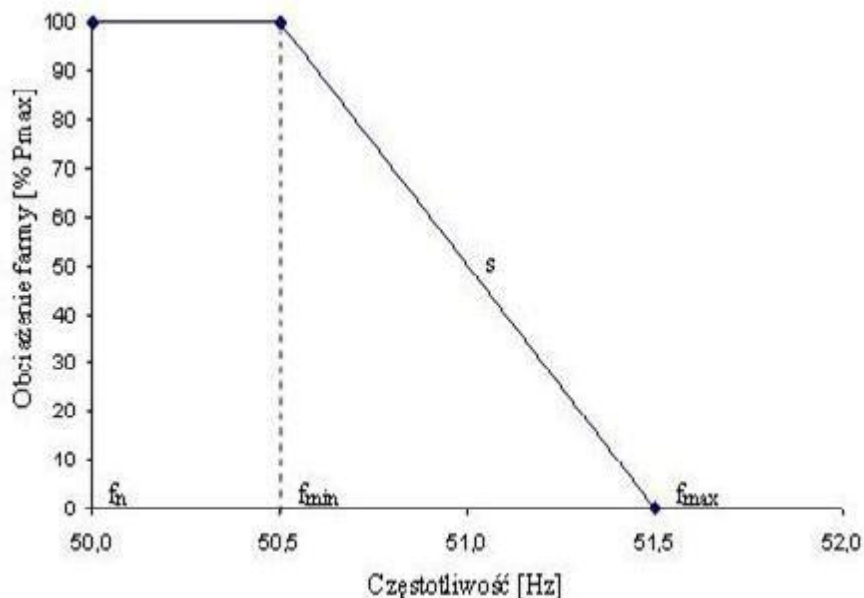
- 8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
- a) regulacja mocy czynnej,
  - b) praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
  - c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
  - d) regulacja napięcia i mocy biernej,
  - e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
  - f) dotrzymanie standardów jakości energii elektrycznej,
  - g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
  - h) systemy monitoringu i telekomunikacji,
  - i) testy sprawdzające.
- 8.1.5. OSD ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej.
- 8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.
- 8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez OSD w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 8.1.9. OSD może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

## **8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej**

- 8.2.1. Farma 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.
- 8.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej, moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością  $\pm 5\%$ ) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 8.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110kV i SN, 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.
- 8.2.4. 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 OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej.
- 8.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:
- 1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych; Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawień farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30% mocy znamionowej na minutę.
  - 2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej). Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej 5 %  $P_z$  (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych. Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100 % do 20 % mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20 % mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy ale nie mniejszą niż 10 % mocy znamionowej na minutę.
  - 3) automatyczną redukcję mocy czynnej, przy wzroście częstotliwości. Przy wzroście częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej, powinien być zdolny do automatycznej redukcji mocy czynnej, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku poniżej. W takim przypadku jako wartość

domyślną prędkości redukcji mocy czynnej, należy przyjąć 5 % mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę dla całego zakresu obciążenia mocą czynną farmy wiatrowej.



Standardowa charakterystyka statyczna korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości  $P = f(df)$ .

Symbol	Jednostka	Opis	Wartość domyślna	Zakres nastawczy parametru ustawialnego
$f_n$	Hz	Nominalna wartość częstotliwości sieci	50,0	nie dotyczy
$f_{min}$	Hz	Minimalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której następuje redukcja generowanej mocy czynnej	50,5	(50÷51) Hz
$f_{max}$	Hz	Maksymalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której generowana jest zerowa moc czynna	51,5	(51÷ $f_{gr}$ ) Hz
$f_{gr}$	Hz	Maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy farmy wiatrowej	51,5	
$P_{max}$		Maksymalna moc farmy wiatrowej przy danej prędkości wiatru		
$s$	%	Statyzm - względna zmiana częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej	-	Statyzm jest wartością wypadkową (nie ustawialną), zależną od doboru nastaw $f_{min}$ i $f_{max}$ $s = - [(\Delta f/f_n)/(\Delta P/P_n)]$

8.2.6. Zmniejszanie mocy wymagane przy wyższej częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne

poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączenie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych farmy wiatrowej.

- 8.2.7. Określona w pkt. 8.2.4.1) dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania w przypadku odciążania farmy wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości  $P = f(df)$  oraz w sytuacjach zakłóceń w systemie, w przypadku gdy OSP lub OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość redukcji mocy zgodnie z postanowieniami pkt. 8.2.4. 2) - 3).
- 8.2.8. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej farmy wiatrowej zaleca się aby każda pojedyncza turbina wiatrowa farmy wiatrowej była zdolna do redukcji mocy czynnej z prędkością nie mniejszą niż 5 %  $P_n$  mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100 % do 40 % mocy generowanej.
- 8.2.9. OSD ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.
- 8.2.10. OSD, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.
- 8.2.11. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego OSD, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

### 8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- 8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
- Przy  $49,5 \leq f \leq 50,5$  Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
  - Przy  $48,5 \leq f < 49,5$  Hz farma 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 farma 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 farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,

- e) Przy  $f < 47,5$  Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
  - f) Przy  $50,5 < f \leq 51,5$  Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczoną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,
  - g) Przy  $f > 51,5$  Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.
- 8.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt.8.3.1.a) i pkt.8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:
- a) 105kV – 123kV dla sieci 110kV,
  - b)  $\pm 10\%$   $U_n$  – dla sieci SN,
- 8.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasistacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5% na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.
- 8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.
- 8.3.5. OSD może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.
- 8.3.6. OSD, w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.
- 8.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej, OSD może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt. od 8.3.1. do 8.3.6.

#### 8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

- 8.4.1. Farma 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.
- 8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 8.2.3. niniejszego załącznika.
- 8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 30 kV, OSD musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu

farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.

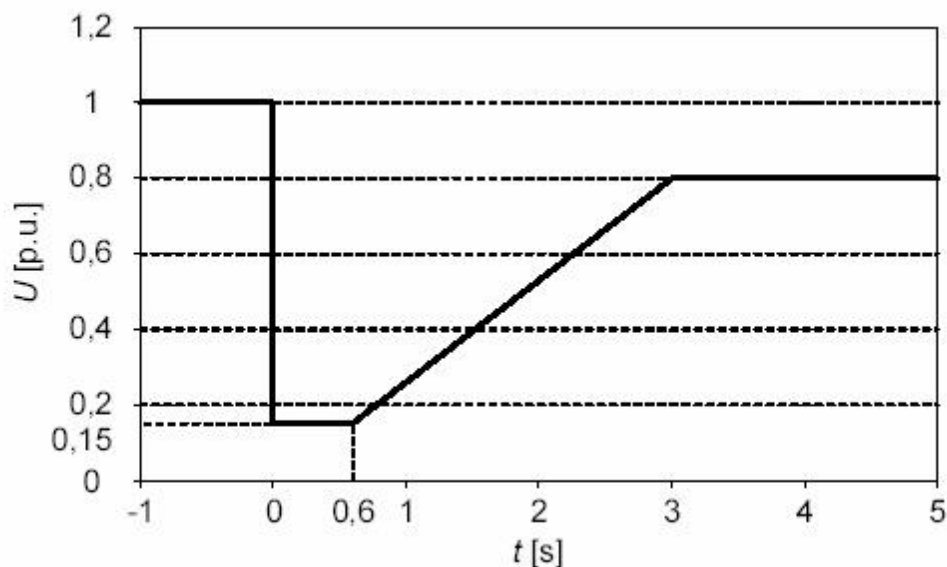
- 8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt.8.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

## 8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

- 8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. OSD w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- 8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci 30 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,95 (indukcyjny) do 0,95 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.
- 8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy 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.
- 8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy 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.

## 8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 8.6.1. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci 30kV powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżką napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze farmy wiatrowej nie mogą być wyłączane.



*Charakterystyka wymaganego zakresu pracy farmy wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci.*

- 8.6.2. W niektórych lokalizacjach, OSD może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa OSD w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.
- 8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 30 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

## 8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- 8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy 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 wytwórczych.
- 8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

- 8.7.3. Wskaźniki krótkookresowego ( $P_{st}$ ) i długookresowego ( $P_{lt}$ ) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 30 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.
- 8.7.4. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznym napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 30 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznym THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.
- 8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 9.7.1. do 9.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.
- 8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmonicznym napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 30 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.
- 8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- 8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

## 8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

- 8.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 8.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 8.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmy wiatrowej.
- 8.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.
- 8.8.5. Na etapie opracowywania dokumentacji projektowej farmy wiatrowej, właściciel farmy jest zobowiązany przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą m.in. sprawdzenie:
- a) kompletności zabezpieczeń,
  - b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach wytwórczych i w rozdzielni farmy wiatrowej,



- c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu dystrybucyjnego i/lub przesyłowego.  
Analizę zabezpieczeń należy przekazać OSD.

## 8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

- 8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy. Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia OSD.
- 8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
- a) mocy czynnej,
  - b) mocy biernej,
  - c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
  - d) współczynnika mocy  $\cos \varphi$ ,
  - e) średniej dla farmy prędkości wiatru.
- 8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
- a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
  - b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,
  - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.
- 8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy 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.
- 8.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- 8.9.7. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

- 8.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i OSD, określa OSD na etapie projektowania.
- 8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 30 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie  $3U_0$  i prąd  $3I_0$  oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
  - rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

## 8.10. Testy sprawdzające

- 8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.
- 8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone na 30 dni roboczych przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej. W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy OSD i podmiotem posiadającym farmę wiatrową. Możliwe jest wytypowanie dla danego obszaru merytorycznego (określonej grupy testów sprawdzających) odrębnej, niezależnej firmy eksperckiej, o ile takie rozwiązanie zostanie uzgodnione pomiędzy stronami. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzania obiektowych testów sprawdzających.
- 8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:
- charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
  - uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
  - odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągnięta jest moc znamionowa,
  - szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
  - działania układu regulacji mocy i częstotliwości,

f) wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.

- 8.10.4. OSD wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.
- 8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSD w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.
- 8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.