



CMC Poland Sp. z o.o.

42-400 Zawiercie, ul. Piłsudskiego 82

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ELEKTROENERGETYCZNEJ

Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Elektroenergetycznej została zatwierdzona i wprowadzona do stosowania uchwałą Zarządu CMC POLAND Sp. z o.o. nr 25/10/2014 z dnia 9 października 2014 roku.

Postanowienia instrukcji obowiązują z datą wpisaną na stronie tytułowej niniejszej Instrukcji wraz z datami aktualizacji.

Data wejścia w życie:10.10.2014.....

Daty wejścia w życie aktualizacji:16.06.2017..... - wersja 2.0.....
.....
.....

**CZŁONEK ZARZĄDU
DYREKTOR OPERACYJNY**

Wojciech Szawłok

**CZŁONEK ZARZĄDU
DYREKTOR ds. RECYCLINGU**

Dorota Apostel-Krzyżaniak

SPIS TREŚCI

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Część ogólna	
I.1. Postanowienia ogólne	5
I.2. Charakterystyka korzystania z sieci dystrybucyjnej	9
I.3. Charakterystyka, zakres oraz warunki formalno-prawne usług dystrybucji świadczonych przez CMC	9
I.4. Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego	10
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Część: Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci	
II. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych	13
II.1. Zasady przyłączania	13
II.2. Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej oraz zaprzestania dostaw energii elektrycznej	19
II.3. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych	21
II.4. Dane przekazywane do CMC przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej	43
III. Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci	47
III.1. Przepisy ogólne	47
III.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji	48
III.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji	48
III.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorami systemów dystrybucyjnych	49
III.5. Dokumentacja techniczna i prawna	49
III.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych	50
III.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych	51
III.8. Ochrona środowiska naturalnego	51
III.9. Ochrona przeciwpożarowa	51
III.10. Planowanie prac eksploatacyjnych	52
III.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac	52
IV. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	53
IV.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie	53
IV.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej	54
IV.3. Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	55
V. Współpraca CMC z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu	61
VI. Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej	63
VI.1. Obowiązki CMC	63
VI.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich operatora systemu dystrybucyjnego	64
VI.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej	66
VI.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną	66
VI.5. Programy pracy sieci dystrybucyjnej	66
VI.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	67
VI.7. Programy łączeniowe	68
VI.8. Dane przekazywane przez podmioty do CMC	69
VII. Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej CMC	70
VIII. Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	71

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 2 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

VIII.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej	71
VIII.2. Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej	73
VIII.3. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej	73
VIII.4. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	77
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Część: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi	
A. Postanowienia wstępne	80
A.1. Uwarunkowania formalno-prawne	80
A.2. Zakres przedmiotowy i podmiotowy	80
A.3. Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego i detalicznego.....	81
A.4. Warunki realizacji umów sprzedaży oraz umów kompleksowych i uczestnictwa w procesie bilansowania	83
A.5. Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych	86
A.6. Zasady współpracy OSD _n z OSD _p w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym	87
A.7. Zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.....	88
B. Zasady zawierania umów dystrybucji z URDo	96
C. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych	97
C.1. Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych	97
C.2. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych dla MDD URB _{SD} (metoda roczna).....	100
D. Procedura zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców	103
D.1. Wymagania ogólne	103
D.2. Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę	104
D.3. Zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców	105
E. Zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego	107
F. Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej	110
F.1. Ogólne zasady powiadamiania	110
F.2. Weryfikacja powiadomień	110
H. Postępowanie reklamacyjne	111
I. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	113
Słownik skrótów i definicji	
1. Oznaczenia skrótów	116
2. Pojęcia i definicje	120

- Załącznik nr 1 Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej
- Załącznik nr 2 Formularz powiadomienia CMC przez sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej
- Załącznik nr 3 Karty aktualizacji

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 3 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		



CMC Poland Sp. z o.o.

42-400 Zawiercie, ul. Piłsudskiego 82

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ - CZĘŚĆ OGÓLNA

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 4 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1 CMC Poland Spółka z o.o. (zwana dalej „CMC ”) jako operator systemu dystrybucyjnego (zwany dalej: „OSD”) wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej „IRiESD”), na podstawie zapisów ustawy - Prawo energetyczne.
- I.1.2. CMC - jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSD_n) - prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci a także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi w sieci, na której został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego (zwaną dalej: „siecią dystrybucyjną CMC ”) - zgodnie z niniejszą IRiESD, na zasadach operatora OSD_n.
- I.1.3. CMC współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem OSD_p - Tauron Dystrybucja S.A.,
- I.1.4. CMC Poland Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością została wyznaczona na OSD decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE”) nr DRG-4711-144(8)/2010/2014/731/KL z dnia 10 lipca 2014 r.
- I.1.5. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:
- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997r., nr 54, poz. 348 z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej IRiESD,
 - ustawy Kodeks Pracy (Dz. U. z 1974r., nr 24, poz. 141 z późniejszymi zmianami),
 - koncesji CMC na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/6/731/W/2/2005/BT z dnia 15 lipca 2005 roku, z późniejszymi zmianami,
 - określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
 - określone w opracowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych (zwanych dalej OSD_p) Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwanych dalej IRiESD_p),
 - ustawy z dnia 7 lipca 1994r. - Prawo budowlane (Dz. U. z 2000r. Nr 106, poz. 1126 z późniejszymi zmianami).
- I.1.6. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez CMC instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe, instrukcje współpracy z innymi OSD oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.
- I.1.7. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej CMC przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji, planowania rozwoju i bilansowania tej sieci, w szczególności dotyczące:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 5 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych,
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 4) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 5) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 6) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- 7) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- 8) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

I.4. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialna CMC , niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.5. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

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

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP.

I.6. Zgodnie z zapisami ustawy - Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania,
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 6 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
 - 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
 - 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
 - 6) bilansowanie systemu dystrybucyjnego, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z:
 - a) niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu,
 - b) zarządzania ograniczeniami systemowymi,
 - 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej,
 - 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
 - 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
 - 10) współpracę z operatorem systemu przesyłowego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
 - 12) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych.
- I.7. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej CMC ,
 - 2) rozwiązanie z CMC umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.8. CMC udostępni do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 7 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

swojej stronie internetowej.

- I.9. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze uchwały Zarządu CMC .
- I.10. IRiESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez uchwałę Zarządu CMC , w decyzji zatwierdzającej IRiESD lub jej zmiany.
- I.11. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.12. W zależności od potrzeb, CMC przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.13. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.
- I.14. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.15. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- a) przyczynę aktualizacji IRiESD,
 - b) zakres aktualizacji IRiESD,
 - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESD lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.

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

Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESD.

- I.16. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) CMC opracowuje projekt nowej IRiESD albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - b) wraz z projektem nowej IRiESD albo projektem Karty aktualizacji, CMC publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.17. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.18. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje CMC :
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - b) w opracowywanej nowej wersji IRiESD albo Karty aktualizacji, uwzględnia w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia.
- I.19. IRiESD lub Kartę aktualizacji zatwierdzoną przez Zarząd CMC oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 8 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

sposobie ich uwzględnienia, CMC publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

- I.20. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci CMC lub korzystający z usług świadczonych przez CMC, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD zatwierdzonej przez Zarząd CMC. IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.
- I.2.2. CMC na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dostarczania energii elektrycznej.
- I.2.3. Świadczenie usługi dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo Energetyczne, aktach wykonawczych do tej ustawy, IRiESD oraz taryfie CMC zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ CMC

- I.3.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymaniu:
- ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,
 - parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- I.3.2. CMC świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:
- dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,
 - powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
 - niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 9 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- i pobranej z systemu,
- e) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energią elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
 - f) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
 - g) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz uwzględnia je w IRiESD.
- I.3.3. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.
- I.3.4. CMC ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia.
- I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
- I.3.6. Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.
- I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie CMC do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- I.4.1. CMC świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku CMC opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.7. niniejszej Instrukcji.
- I.4.3. CMC stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności CMC stosuje następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:
- a) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej,
 - b) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci dystrybucyjnej,
 - c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 10 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

sieci dystrybucyjnej,

- d) powiadamia ze zgodnym z obowiązującymi przepisami wyprzedzeniem, o terminach, czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz zmianach warunków funkcjonowania sieci odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej CMC ,
- e) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci dystrybucyjnej w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- f) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz taryfy CMC ,
- g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
- h) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów,
- i) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy - Prawo energetyczne lub w umowie lub w niniejszej IRiESD.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 11 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		



CMC Poland Sp. z o.o.

42-400 Zawiercie, ul. Piłsudskiego 82

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ – CZĘŚĆ:
WARUNKI KORZYSTANIA, PROWADZENIA
RUCHU, EKSPLOATACJI I PLANOWANIA
ROZWOJU SIECI**

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 12 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

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

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej CMC następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez CMC .

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:

- 1) pozyskanie przez podmiot od CMC wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 2) złożenie przez podmiot u CMC , wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez CMC ,
- 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez CMC , 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.
- 4) CMC dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania.
- 5) 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 CMC 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 II.1.3-II.1.6 niniejszej Instrukcji
- 6) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, CMC niezwłocznie zwraca zaliczkę.

CMC potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 8h) ustawy – Prawo energetyczne, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz, w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust 8a) ustawy – Prawo energetyczne. Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez CMC dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy - Prawo energetyczne. Potwierdzenie pisemne CMC przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia,

- 7) pisemne potwierdzenie złożenia wniosku następuje w wydanych warunkach przyłączenia, jeżeli zostaną one wydane w terminie do 30 dni od daty złożenia wniosku,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 13 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- 8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zapewnienie przez CMC wykonania 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,
 - 9) wydanie przez CMC warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
 - 10) zawarcie umowy o przyłączenie,
 - 11) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
 - 12) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. CMC zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
 - 13) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia CMC .
- 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 załączyć:
- 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 (innych niż mikroinstalacje):
 - 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.
 - dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku,
 - wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 14 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,

- d) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
- e) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
- f) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej
- g) inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez CMC , zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa CMC . Koszt wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.

II.1.8. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3., zawierają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączyć łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj przyłącza instalacji lub innych sieci z siecią dystrybucyjną CMC ,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 11) 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;
- 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 13) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 15 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- b) przystosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemu 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.
- 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
- 15) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 16) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy - Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.
- II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa CMC w warunkach przyłączenia do sieci.
- II.1.10. CMC 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. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie CMC do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- II.1.12. Wraz z określonymi przez CMC warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. W przypadku gdy CMC odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, CMC określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.
- II.1.14. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, CMC powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 16 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- 1) wyraził zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, CMC wydaje warunki przyłączenia;
- 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, CMC odmawia wydania warunków przyłączenia.

Bieg terminu, o którym mowa w pkt. II.1.10., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie

- II.1.15. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci CMC , na podstawie opracowanej ekspertyzy, wpłynie na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, CMC występuje do tego OSD z wnioskiem o ustalenie czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSD, wynikający z ekspertyzy został ujęty w planie rozwoju tego OSD lub czy OSD planuje realizację tych inwestycji. CMC oczekuje na odpowiedź sąsiedniego OSD min. 14 dni od daty wysłania wniosku.
- II.1.16. CMC wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.15.
- II.1.17. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej CMC jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana 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 do CMC , po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. CMC potwierdza złożenie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, odnotowując datę jego złożenia. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej CMC odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci.
- CMC publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej CMC .
- II.1.18. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez CMC realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.19. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej CMC powinna zawierać co najmniej:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - 3) termin realizacji przyłączenia,
 - 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
 - 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci CMC i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) harmonogram przyłączenia,
 - 9) warunki udostępnienia CMC nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 17 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- przyłączenia,
- 10) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - 11) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - 12) moc przyłączeniową,
 - 13) w uzasadnionych przypadkach, ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z CMC ,
 - 14) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - 15) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.20. CMC w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach, kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo – rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.
- II.1.21. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.20, reguluje ustawa - Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.22. Szczegółowe warunki techniczne, jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej CMC urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.3. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.23. Podmioty zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt. VI.2.10. podlegającą uzgodnieniu z CMC przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.24. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej CMC 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.1.25. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej CMC , wskazane przez CMC podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC przekazują dane określone w rozdziale II.4.
- II.1.26. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 5MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej CMC, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są do CMC .
- II.1.27. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej CMC o mocy osiągalnej mniejszej niż 5MW, przekazują dane do rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez CMC .
- II.1.28. Zmiana grupy taryfowej odbiorców zużywających energię na potrzeby placu budowy z

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 18 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

grupy taryfowej C na G odbywa się po złożeniu stosownego Oświadczenia o stanie technicznym instalacji odbiorczej, zgodnie ze wzorem udostępnianym przez CMC .

II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA ORAZ WSTRZYMYWANIA I WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ ZAPRZESTANIA DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

II.2.1. Zasady odłączania.

- II.2.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej CMC , określone w niniejszym rozdziale obowiązują CMC oraz podmioty odłączane.
- II.2.1.2. CMC może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej w przypadku:
- złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.2.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej CMC składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - przyczynę odłączenia,
 - proponowany termin odłączenia.
- II.2.1.4. CMC ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej CMC uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez CMC o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu CMC informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.2.1.8.
- II.2.1.5. CMC dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej CMC , uzgadnia z CMC tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.2.1.6. CMC uzgadnia z sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu, w zakresie, w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej CMC ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.2.1.7. W uzasadnionych przypadkach CMC zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej CMC , określające w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - termin odłączenia,
 - dane osoby odpowiedzialnej ze strony CMC za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 19 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- 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.2.1.8. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej CMC odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

II.2.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

II.2.2.1. CMC może wstrzymać, z zastrzeżeniem pkt. II.2.2.7 – II.2.2.9. dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej CMC, jeżeli:

- a) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej,
- b) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

II.2.2.2. CMC na żądanie sprzedawcy energii elektrycznej wstrzymuje, z zastrzeżeniem pkt. II.2.2.7 – II.2.2.9. dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

II.2.2.3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię elektryczną, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguluje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.

II.2.2.4. CMC wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska.

II.2.2.5. CMC jest obowiązana niezwłocznie wznowić dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt. II.2.2.1, II.2.2.2. i II.2.2.4, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

II.2.2.6. Przepisów pkt. II.2.2.1.b) i pkt. II.2.2.2. nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

II.2.2.7. W przypadku, gdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złoży do przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w pkt. II.2.2.3, reklamację dotyczącą dostarczania energii, nie później niż w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. II.2.2.3, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu rozpatrzenia reklamacji.

II.2.2.8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.3., jest obowiązane rozpatrzyć reklamację o której mowa w pkt. II.2.2.7., w terminie 14 dni od dnia jej złożenia. Jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w tym terminie, uważa się, że została uwzględniona.

II.2.2.9. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.3., nie uwzględniło reklamacji, a odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji, wystąpił do stałego polubownego sądu konsumenckiego, o którym mowa w art. 37 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej (Dz. U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1219, z późn. zm.), zwanego dalej „sądem polubownym”, z wnioskiem o rozpatrzenie sporu w tym

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 20 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

zakresie, dostarczania energii nie wstrzymuje się do czasu wydania wyroku przez ten sąd.

- I.2.2.10. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a odbiorca ten złożył reklamację na wstrzymanie dostarczania energii, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wznowić dostarczanie energii w terminie 3 dni od dnia otrzymania reklamacji i kontynuować dostarczanie energii do czasu jej rozpatrzenia.
- I.2.2.11. W przypadku gdy reklamacja, o której mowa w pkt. II.2.2.10., nie została pozytywnie rozpatrzona przez przedsiębiorstwo energetyczne i odbiorca wymieniony w pkt. II.2.2.10., wystąpił do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozpatrzenie sporu w tym zakresie, przedsiębiorstwo, o którym mowa w pkt. II.2.2.10., jest obowiązane kontynuować dostarczanie energii do czasu wydania decyzji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- I.2.2.12. Przepisów pkt. II.2.2.10. oraz II.2.2.11. nie stosuje się w przypadku, gdy wstrzymanie dostarczania energii nastąpiło z przyczyn, o których mowa w II.2.2.4. albo wydania przez sąd polubowny wyroku na niekorzyść odbiorcy.
- I.2.2.13. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w pkt. II.2.2.7., z wnioskiem o rozpatrzenia sporu przez sąd polubowny albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt. II.2.2.1., może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy. Koszt zainstalowania tego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

II. 3. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

II.3.1. Wymagania ogólne

II.3.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnej CMC urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

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

II.3.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 21 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

- II.3.1.3. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej CMC nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt.VIII.3., powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie - Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt.VIII.1. niniejszej IRiESD.
- II.3.1.4. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.
- II.3.1.5. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje CMC opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli CMC zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć CMC opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.
- II.3.1.6. Zapisy pkt. II.3.1.4. oraz II.3.1.5. nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

II.3.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

- II.3.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci WN, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej CMC .
- II.3.2.2. CMC określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci WN, SN i nN.

II.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.3.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej poniżej 50 MW są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a CMC , z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.
- II.3.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt.II.3.3.1 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:

- a) układów wzbudzenia,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 22 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- 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.3.4. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.3.4.1. Wymagania ogólne

II.3.4.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach nowobudowanych i modernizowanych.

Jeżeli w dacie wejścia w życie IRiESD czynne urządzenia i układy EAZ nie spełniają wymagań, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania te muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji, której zakres obejmował będzie również urządzenia i układy EAZ nie spełniające tych wymagań.

Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia czynnych urządzeń i układów EAZ, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji, uniemożliwia spełnienie wymagań określonych w IRiESD, wówczas podmiot będący właścicielem tych urządzeń i układów EAZ, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji, przekazuje do CMC opinię o braku możliwości spełnienia tych wymagań. Jeżeli CMC zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii, wówczas podmiot przedkładający opinię ma obowiązek przedłożyć CMC opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką. .

II.3.4.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez CMC . Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów uzgadniane i zatwierdzane przez CMC . Dotyczy to w szczególności doboru i nastaw funkcji zabezpieczeniowych, realizacji impulsów wyłączających oraz sposobu zasilania napięciem pomocniczym.

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.3.4.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

II.3.4.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 23 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

- II.3.4.1.5. CMC określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC .
- II.3.4.1.6. CMC 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.3.4.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.3.4.1.8. 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 groźących zbędnymi zadaniami. 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.3.4.1.9. 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.3.4.1.10. 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.3.4.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin w warunkach obciążenia akumulatorów wszystkimi odbiorami prądu stałego, czynnymi w warunkach braku zasilania zewnętrznego, oraz przy zachowaniu poziomu napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnic prądu stałego w wymaganych granicach.
- II.3.4.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika. Wyjątek stanowi współpraca EAZ z automatyką SPZ-u 1-fazowego w sieci 110 kV.
- II.3.4.1.13. Należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samotestowania.
- II.3.4.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.3.4.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 24 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

zabezpieczanych elementów.

- II.3.4.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej CMC zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia.
- II.3.4.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:
- 1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
 - 2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
 - 3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.
- II.3.4.1.18. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.

II.3.4.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.3.4.2.1. Wymagania ogólne

- II.3.4.2.1.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.
- II.3.4.2.1.2. Wszystkie zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie.

II.3.4.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV.

II.3.4.2.2.1. Linie blokowe wyposaża się w:

- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe, przy czym przynajmniej jedno z nich powinno być zabezpieczeniem odległościowym dwukierunkowym,
- 2) zabezpieczenie reagujące na zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej,
- 3) elementy układów APKO, jeśli są wymagane,
- 4) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.

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

II.3.4.2.2.2. Linie pracujące w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 25 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe lub odległościowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe lub ziemnozwarciowe. W przypadku, gdy zabezpieczenie odcinkowe jest zabezpieczeniem podstawowym, jako rezerwowe należy stosować zabezpieczenie odległościowe,
- 3) automatykę 1- lub 3-fazowego SPZ-u (dla linii napowietrznych),
- 4) w uzasadnionych przypadkach w urządzenia synchronizacji np. w węzłach sieci połączonych liniami 110 kV bezpośrednio z jednostkami wytwórczymi,
- 5) jeśli do stacji na jednym z krańców linii jest przyłączony GPO, to zabezpieczenia odległościowe muszą pracować współbieżnie.

W liniach, w których pomiar impedancji nie zapewnia odpowiedniej czułości zabezpieczeń odległościowych, jako podstawowe należy stosować zabezpieczenia odcinkowe.

II.3.4.2.2.3. Linie pracujące w układzie promieniowym (przy czym jako linię promieniową nie uważa się linii łączącej stację OSD z GPO) wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia podstawowe – odległościowe lub nadprądowe oraz rezerwowe ziemnozwarciowe,
- 2) automatykę 3-fazowego SPZ-u (dla linii napowietrznych).

II.3.4.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn

II.3.4.2.6.1. Łączniki szyn w stacjach systemowych 110 kV wyposażać należy w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola:

- 1) rozcinające jako podstawowe,
- 2) komplet zabezpieczeń umożliwiających realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych do zastąpienia innego pola (rezewacja pól odpływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 26 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

II.3.4.2.6.2. Łączniki szyn w innych stacjach niż systemowe, jeśli w skład ich wyposażenia wchodzi wyłącznik, można wyposażać w EAZ stosownie do funkcji i ważności.

II.3.4.3. Wymagania dla transformatorów

II.3.4.3.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:

- 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-podmuchowe przełącznika zaczepów,
- 5) układ automatycznej regulacji napięcia.

Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:

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

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis punktu II.3.5.1.10.

Zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne powinny działać na wyłączenie wszystkich stron transformatora. Wymaga się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor można strony SN tych transformatorów wyposażać w zerowoprądowe zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola lub również po stronie 110 kV zabezpieczanego transformatora.

II.3.4.3.2. Transformatory SN/SN i nN/SN 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),

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 27 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-przepływowe przełącznika zaczepów.

Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

II.3.4.4. Wymagania dla sieci SN

II.3.4.4.1. Wymagania ogólne

II.3.4.4.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sytuacjach określonych w pkt. II.3.4.4.2.1. oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.3.4.4.1.2. 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 zwarcowego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.3.4.4.1.3. 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.3.4.4.1.4. 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.3.4.4.1.5. 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.3.4.4.1.6. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 28 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

głębi automatyki EAZ.

II.3.4.4.1.7. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.3.4.4.2. Wymagania dla linii SN

II.3.4.4.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

- 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 CMC tego wymaga.

II.3.4.4.2.2. 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 powinno 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 29 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- 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.3.4.4.2.3. 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 powinno 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.3.4.4.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.3.4.4.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

- 1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wprowadzeniach,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,
- 3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

II.3.4.4.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.3.4.4.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 30 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.3.4.4.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSD, warunków eksploatacji i może powodować:

- 1) dla transformatorów dwuzwojennych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójzwojennych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron,
- 3) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale niezalecane),
- 4) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale niezalecane).

II.3.4.4.3.5. W przypadku sieci uziemionej przez rezystor, każde automatyczne wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola transformatora uziemiającego lub rezystora.

II.3.4.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.3.4.4.4.1. 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.3.4.4.4.2. Każde wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.3.4.4.5. Wymagania dla łączników szyn

II.3.4.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

- 1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciovne 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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 31 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

II.3.4.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.3.4.4.6.1. 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 powinno 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.3.4.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.3.4.4.7.1. 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 CMC ,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna wyłączyć 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.3.4.4.7.2. 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.3.4.5. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

II.3.4.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 32 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

- II.3.4.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.
- II.3.4.5.3. 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.3.4.5.4. CMC decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.
- II.3.4.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z CMC lub przez CMC ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ podaną w Załączniku nr 1.
- II.3.4.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.**
- II.3.4.5.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.3.4.5.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.3.4.5.6.3. 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.3.4.5.6.4. 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.3.4.5.6.5. 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.3.4.5.6.6. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 33 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

II.3.4.5.6.7. 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.3.4.5.6.8. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.3.4.5.6.9. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.3.4.4.1. do II.3.4.4.3. oraz od II.3.4.4.6.1. do II.3.4.4.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.3.4.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.3.4.6.1. CMC prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.3.4.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego CMC, a tym samym utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z CMC w szczególności podmiotom tym zabrania się:

- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
- 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
- 3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.3.4.6.3. CMC może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.3.4.6.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.3.4.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej CMC podlegają im również urządzenia EAZ.

II.3.5. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

II.3.5.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują CMC oraz podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej CMC, z zastrzeżeniem zapisów pkt. II.3.1.4. i II.3.1.5.

II.3.5.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 34 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

umożliwiający zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje.

II.3.5.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

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

II.3.5.4. Rozdzielnie 110kV powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 35 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- c) Telemetrię:
- pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.3.5.5. Rozdzielnie 110kV podmiotów zewnętrznych oraz należące do podmiotów zewnętrznych rozdzielnie SN do których przyłączone są generatory powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej CMC co najmniej następujące informacje:
- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110kV,
 - b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
 - c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
 - d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.3.5.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:
- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
 - b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.
 - c) Telemetrię:
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.3.5.7. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.
- II.3.5.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej oraz systemy nadzoru w dyspozycjach powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 36 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

II.3.6. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

II.3.6.1. Wymagania ogólne

II.3.6.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych budowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u wytwórców lub odbiorców, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD spoczywa na ich właścicielu.

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.

Powyższe wymagania nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców o których mowa w pkt. G.1. niniejszej IRiESD, dla których CMC może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

II.3.6.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) 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 CMC. 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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 37 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

II.3.6.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.3.6.1.4. Układy pomiarowe muszą 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 CMC ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Za zgodą CMC, w szczególnie uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla nowo przyłączanych odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 400 kVA włącznie. Zgoda CMC uwarunkowana jest m.in. akceptacją przez odbiorcę doliczenia ilości strat mocy i energii elektrycznej zapisanych w umowie.

II.3.6.1.5. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.3.6.1.6. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 3 kategorie:

- 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,
- 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,

II.3.6.1.7. 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 38 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzenia ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- II.3.6.1.8. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:
- wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
 - 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 CMC .
- II.3.6.1.9. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
- II.3.6.1.10. Miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego określa CMC , w warunkach przyłączenia. Dodatkowo miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego może być określone w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- II.3.6.1.11. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą CMC , dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200% prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.
- W przypadku źródeł, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:
- 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
 - 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
 - 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.
- 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.3.6.1.12. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.3.6.1.13. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych nowobudowanych i modernizowanych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 39 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

przekładników prądowych o współczynniku FS > 5, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

- II.3.6.1.14. 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.3.6.1.15. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.3.6.1.6., następuje na wniosek odbiorcy lub CMC . Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.3.6.1.16. W przypadku zmiany charakteru odbioru, CMC może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.3.6.1.17. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane przez odbiorcę lub CMC .
- II.3.6.1.18. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, odbiorca lub CMC ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.3.6.1.19. 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 CMC .
- II.3.6.1.20. CMC 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 CMC , to podmiot ten ma obowiązek przekazać CMC zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.3.6.1.21. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaze błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.3.6.1.22. CMC przekazuje odbiorcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.3.6.1.23. Jeżeli CMC nie jest właścicielem układu pomiarowego, CMC zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania, o ile żadna ze stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.3.6.1.24.
- II.3.6.1.24. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, odbiorca lub CMC może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. CMC umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 40 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- II.3.6.1.25. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.3.6.1.24. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.3.6.1.26. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.
- II.3.6.1.27 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.3.6.1.21. i II.3.6.1.25., a CMC 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.3.6.1.28. 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.3.6.1.29. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, CMC wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.3.6.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A.

- II.3.6.2.1. 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 CMC .
- II.3.6.2.2. 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 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR CMC .
- II.3.6.2.3. 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,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 41 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR CMC .
- II.3.6.2.4. 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.3.6.2.1.,
 - b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.3.6.2.2.
- II.3.6.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:
- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
 - c) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.3.6.2.6. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR CMC , w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- II.3.6.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.
- II.3.7. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi**
- II.3.7.1. CMC odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.
- II.3.7.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu przesyłowego oraz podmiotami zakwalifikowanymi do I i II grupy przyłączeniowej, a w przypadkach określonych przez CMC również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.
- II.3.7.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.3.7.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 42 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

II.4. DANE PRZEKAZYWANE DO CMC PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.4.1. Zakres danych

II.4.1.1. Dane przekazywane do CMC przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

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

II.4.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC o mocy osiągalnej równej 5 MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

II.4.2. Dane opisujące stan istniejący

II.4.2.1. Wytwórcy przekazują do CMC następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

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

II.4.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV przekazują do CMC następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

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

II.4.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,
- b) rodzaj i schemat stacji,
- c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 43 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”;

h) układ normalny pracy.

II.4.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,

b) dane znamionowe,

c) model zwarciovowy.

II.4.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,

b) sprawność przemiany energetycznej,

c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,

d) produkcję energii elektrycznej,

e) wskaźniki odstawiń awaryjnych,

f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,

g) emisje zanieczyszczeń SO₂, NO_x, pyły i CO₂,

h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),

i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej) tj.:

– jednostkowe średnioroczne koszty stałe pracy jednostek wytwórczych,

– jednostkowe średnioroczne koszty zmienne pozapaliwowe pracy jednostek wytwórczych,

– jednostkowe średnioroczne koszty paliwowe,

– nakłady inwestycyjne (związane wyłącznie z budową nowych jednostek wytwórczych, modernizacją lub rozbudową jednostek o instalacje proekologiczne),

j) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,

k) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'd generatora,

l) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'max podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,

m) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,

n) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,

o) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,

p) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,

q) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 44 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- r) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- s) moc czynną potrzeb własnych,
- t) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- u) maksymalną generowaną moc czynną,
- v) minimalną generowaną moc czynną,
- w) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- x) statyzm turbiny,
- y) reaktancję podprześciową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- z) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

II.4.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z CMC .

II.4.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez CMC

II.4.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej CMC 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 CMC i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej CMC .

II.4.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.II.4.2.1, obejmują w zależności od potrzeb:

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,
- d) liczbę dni remontów planowych,
- e) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
- f) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
- g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
- h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
- i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania,
- j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.

II.4.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez CMC odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do CMC następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt. II.4.3.1:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 45 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.4.3.4. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt. II.4.3.1, obejmują:
- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.4.3.5. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z CMC .

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 46 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC 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.

III.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej CMC 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 OSD_p przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności 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.

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

III.1.5. CMC 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.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 47 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymania w należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

CMC 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.

III.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

III.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 i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

III.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 CMC przyłączone lub przyłączone do sieci 110 kV, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

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

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

CMC, 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.

III.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU, PRZEBUDOWY LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

III.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu, przebudowy lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.

III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu, przebudowy lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z CMC.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 48 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

- III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z CMC .
- III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z CMC reguluje umowa.
- III.4.3. CMC dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

III.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

- III.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.
- III.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.
- III.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumentację projektową i powykonawczą,
 - b) protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
 - c) dokumentację techniczną – ruchową urządzeń,
 - d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
 - e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.
- III.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>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 49 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

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.

III.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.

III.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

III.6.1. CMC , w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 50 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

III.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

III.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 CMC informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej CMC w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

III.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 teled adresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.

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

III.7.4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.

III.7.5. CMC sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

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

III.8.2. CMC stosuje środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

III.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 obowiązującymi przepisami.

III.9. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

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

III.9.2. CMC zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 51 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1. CMC opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej CMC obejmujące w szczególności:
- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych CMC zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej CMC lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC uzgadniają z CMC prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- III.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej CMC są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej CMC ustalonego w pkt.VI.6.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do CMC zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.5.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- III.11.1. CMC opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- III.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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 52 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

IV.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE

IV.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

IV.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym:

- a) awaria w systemie,
- b) awaria sieciowa.

Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:

- a) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- b) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
- c) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- d) strajku lub niepokoju społecznych,
- e) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

IV.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również procedurami awaryjnymi. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

IV.1.4. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo stosować zgodnie z IRiESP Procedury Awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

- a) Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,
- b) Awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomaganie dyspozytorskiego.

IV.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 53 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń CMC .

W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednio polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

- IV.1.6. CMC wraz z OSD_p podejmują, zgodnie z IRiESD_p, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- IV.1.7. CMC w uzgodnieniu z OSD_p opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- IV.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - b) awaryjne układy pracy sieci,
 - c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IV.1.9. Jeżeli zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awaria sieciowa lub awaria w systemie, lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, CMC udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IV.1.10. W celu ustalenia przebiegu awarii sieci dystrybucyjnej, przyczyny jej powstania, a także zaproponowania działań zapobiegających powstaniu podobnych awarii w przyszłości, operator systemu dystrybucyjnego ma prawo powołać komisję poawaryjną. W pracach komisji biorą udział przedstawiciele podmiotów, których urządzenia, instalacje lub sieci brały bezpośredni udział w awarii.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 54 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

IV.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

IV.3.1. Postanowienia ogólne

IV.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.

IV.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP, OSD_p i CMC 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.

CMC na polecenie OSP i OSD_p w szczególności wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania CMC lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

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

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

IV.3.2. Tryb normalny.

IV.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, o których mowa w IRiESP oraz IRiESD_p, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 55 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- IV.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt. IV.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.
- IV.3.2.3. OSP we współpracy z OSD_p i CMC opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. IV.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.
- IV.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.
- IV.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt. IV.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.
- IV.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt. IV.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 OSD_p,
 - uzgodnienia z OSD_p w przypadku planów opracowywanych przez CMC ,
 - corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
- IV.3.2.7. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:
- przygotowanie przez CMC w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania CMC ,
 - uzgodnienie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez CMC , z OSD_p, do którego przyłączona jest sieć dystrybucyjna CMC ,
 - powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez CMC lub poprzez umieszczenie na stronie internetowej CMC , o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do CMC przez OSD_p uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego tego planu, nie później jednak niż na 30 dni przed dniem obowiązywania ograniczeń.
- W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 56 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

dobowego poboru energii elektrycznej, podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC są zobowiązani do powiadomienia o tym CMC w formie pisemnej w terminie 4 dni od zaistniałej zmiany.

IV.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, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

- a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
- b) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
- c) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego:
 - zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
 - zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

IV.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 środkach masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w § 11 ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, CMC powiadamia odbiorców CMC 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 w CMC .

IV.3.2.10. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

IV.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

- a) polecane stopnie zasilania,
- b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

IV.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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 57 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

przepisów, o których mowa w pkt. IV.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IV.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. IV.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.

IV.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. IV.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.

IV.3.4. Tryb awaryjny

IV.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.

IV.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez CMC , wyłączeń odbiorców, a szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, CMC jest zobowiązana niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSD_p.

IV.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. IV.3.2.8.c).

IV.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.

IV.3.4.5. OSP w porozumieniu z OSD_p ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 58 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.

IV.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.

IV.3.4.7. Niezależnie od planów opracowywanych zgodnie z pkt IV.3.4.6, OSP może polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie:

- a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez CMC lub,
- b) obszaru sieci dystrybucyjnej, na którym należy wprowadzić ograniczenia.

IV.3.4.8. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.5. Tryb automatyczny

IV.3.5.1. OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSD_p, w terminie do 31 marca każdego roku. Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. OSD_p powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.

IV.3.5.2. CMC realizuje wymagania pkt IV.3.5.1 do 30 września każdego roku, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.

IV.3.5.3. CMC w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do CMC informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. CMC przekazuje do OSD_p informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.

IV.3.5.4. CMC w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 6 kV może dokonywać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki SCO, a w przypadku zadziałania automatyki SCO, ustalenia przyczyny i zakresu.

IV.3.5.5. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie automatycznym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP.

IV.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

IV.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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 59 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- IV.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:
- zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu poleconej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczepów transformatora 110 kV/SN, lub
 - obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.
- IV.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłużej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 minut.
- IV.3.6.4. CMC i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- poziom napięcia,
 - pozycje przełączników zaczepów transformatorów 110 kV/SN,
 - tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 60 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

V. WSPÓŁPRACA CMC Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- V.1. CMC współpracuje z następującymi operatorami:
- operatorem systemu przesyłowego,
 - operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - operatorami handlowo-technicznymi,
 - operatorami handlowymi,
 - operatorami pomiarów.
- oraz innymi użytkownikami systemu, w tym odbiorcami i wytwórcami.
- V.2. Zasady i zakres współpracy CMC z operatorem systemu przesyłowego są określone w niniejszej IRiESD i IRiESP.
- V.3. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSD_n), realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz niniejszej IRiESD obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
- V.4. Zasady i zakres współpracy CMC z operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSD_n), są określone w niniejszej IRiESD i IRiESP oraz instrukcjach współpracy ruchowej i w stosownych umowach zawartych pomiędzy CMC i OSD_n.
- V.5. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.
- V.6. Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.7. CMC umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci, również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi CMC zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi CMC zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych z odbiorcami w gospodarstwach domowych,
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 61 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

działania CMC ,

- d) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 62 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CMC

VI.1. OBOWIĄZKI CMC

- VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu CMC na obszarze kierowanej przez CMC sieci dystrybucyjnej, w szczególności:
- planuje pracę sieci dystrybucyjnej CMC, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej CMC, innych niż JWCD oraz JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
 - prowadzi działania sterownicze, o których mowa w pkt.VI.2,
 - opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania oraz umowy kompleksowe,
 - zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej, w zakresie wynikającym z umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego,
 - wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
 - likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej CMC awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP oraz z IRiESD_p.
- VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej CMC odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych.
- VI.1.3. Działania CMC w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej CMC, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z OSD_p oraz zawarte w części IRiESD-Bilansowanie.
- VI.1.4. Operator systemu przesyłowego koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej.
- VI.1.5. CMC na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSD_p. Dane niezbędne do określenia nastaw automatyk w sieci 110 kV, CMC otrzymuje od OSD_p.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 63 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

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

- VI.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w pkt.VI.1., CMC organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez CMC i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.
- VI.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt.VI.2.2 są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- VI.2.4. Służby dyspozytorskie CMC działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie umów oraz instrukcji, o których mowa w pkt.VI.2.10.
- VI.2.5. CMC przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej CMC ,
 - pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej CMC , innych niż JWCD i JWCK,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej CMC ,
 - liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają OSD_p, na podstawie zawartych umów,
 - czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt.VI.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:
- monitorowaniu pracy urządzeń,
 - dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym że w sieci 110 kV po uzgodnieniu z OSD_p, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
 - rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.7. Służby dyspozytorskie CMC na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej CMC operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej CMC operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 64 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- VI.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w pkt.VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego CMC , polegający w szczególności na:
- bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VI.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie CMC w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt.VI.2.5 do VI.2.8. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. CMC ustala okres ich przechowywania.
- VI.2.10. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- VI.2.11. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, a także w uzasadnionych przypadkach inne podmioty wskazane przez CMC opracowują instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- VI.2.12. Przedmiotem instrukcji współpracy, o których mowa w pkt.VI.2.10 i pkt.VI.2.11 jest w zależności od potrzeb:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych, z uwzględnieniem określonej w umowie granicy majątku,
 - organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1,
 - określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - zakres i tryb obiegu informacji, w tym środków łączności oraz postępowania w przypadku zaniku łączności,
 - określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- VI.2.13 Użytkownicy systemu zobowiązani są do wykonywania łączy ruchowych oraz prowadzenia rozmów ruchowych ze służbami dyspozytorskimi CMC , zgodnie z instrukcjami współpracy oraz niniejszą IRiESD.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 65 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. CMC uzgadnia harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej CMC , innych niż JWCD oraz JWCK.
- VI.3.2. CMC przesyła do wytwórców uzgodnione harmonogramy remontów w terminach:
- plan roczny – do 5 grudnia każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
 - każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- VI.3.3. CMC , na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej CMC .

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- VI.4.1. CMC sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej CMC .
- VI.4.2. CMC planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.
- VI.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt.VI.4.1. i VI.4.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESD_p, są przekazywane do OSD_p.
- VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez CMC uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. PROGRAMY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej CMC o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.
- VI.5.2. CMC określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- VI.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,
 - rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - dopuszczalne obciążenia,
 - wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
 - nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 66 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- h) nastawienia zaczepek dławików gaszących,
- i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
- j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
- k) harmonogram pracy transformatorów,
- l) wykaz jednostek wytwórczych.

VI.5.4. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej CMC o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

VI.5.5. Programy pracy sieci 110 kV są opracowywane przez CMC do dnia:

- a) 30 października każdego roku - na okres jesienno-zimowy,
- b) 30 kwietnia każdego roku - na okres wiosenno-letni.

VI.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.6.1. CMC opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej CMC .

VI.6.2. Użytkownicy systemu zgłaszają CMC propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia.

VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszający CMC propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

- a) nazwę rozdzielni i elementu,
- b) proponowany termin wyłączenia,
- c) operatywną gotowość – rozumianą jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
- d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
- e) opis wykonywanych prac,
- f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.

VI.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do CMC potrzebę wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. CMC ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do CMC w terminie co najmniej 10 dni dla elementów sieci dystrybucyjnej CMC przed planowanym wyłączeniem.

OSP, OSD_p, CMC i użytkownicy systemu współdziałają ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

VI.6.5. CMC podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej CMC w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.

VI.6.6. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 67 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

VI.6.7. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie CMC , w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego CMC , powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

VI.7.1. Programy łączeniowe opracowuje się w przypadku konieczności prowadzenia złożonych operacji łączeniowych w związku z wykonywanymi pracami sieciowymi.

VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.

VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:

- a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
- b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
- c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
- d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
- e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
- f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
- g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.

VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do uzgodnienia z CMC w terminie co najmniej 10 dni – dla elementów sieci dystrybucyjnej CMC , przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

VI.7.5. CMC może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

VI.7.6. CMC zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez CMC uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez CMC uwag.

VI.7.7. Terminy wymienione w pkt. VI.7.4., VI.7.5. i VI.7.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 68 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

VI.8. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO CMC

VI.8.1. CMC otrzymuje od OSD_p dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESD_p.

VI.8.2. Odbiorcy wskazani przez CMC, sporządzają oraz przesyłają dane, w zakresie i terminach określonych w pkt II.4.

VI.8.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroźródeł), przekazują w formie ustalonej przez CMC następujące informacje:

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 69 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CMC

- VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej CMC w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
 - napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci.

VII.2. Sieć dystrybucyjna CMC o napięciu znamionowym 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał wartości 1,4.

VII.3. Spełnienie wymagań określonych w pkt.VII.2 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

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

gdzie:

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

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

VII.4. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN i SN/nN określa CMC . W przypadku transformatorów 110kV/SN warunki te są określane w porozumieniu z OSD_p.

VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej CMC pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez CMC .

VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych CMC powinny spełniać wymagania określone w standardach/wytocznych budowy systemów elektroenergetycznych obowiązujących w CMC .

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 70 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

VIII PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:

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

VIII.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

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

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

- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) 50 Hz $\pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) 50 Hz + 4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od:
 - a) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - b) 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
- 3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 71 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

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

- 4) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3% dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz 8 % dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
Data: 15 maja 2017 r.	Wersja 2.0	Strona 72 z 145
Zatwierdzono:		

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1. 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.

VIII.2.2. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt.VIII.4.1.4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana

VIII.2.3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

VIII.2.4. 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.

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.

VIII.3.1. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć

VIII.3.1.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym $\leq 75A$, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 73 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- c) wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3% przez czas dłuższy niż 500ms,
- d) względna zmiana napięcia w stanie ustalonym $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3,3%, gdzie:
- ΔU - zmiana wartości skutecznej napięcia, wyznaczona jako pojedyncza wartość dla każdego kolejnego półokresu napięcia źródła, pomiędzy jego przejściami przez zero, występująca między okresami, gdy napięcie jest w stanie ustalonym co najmniej przez 1s.

VIII.3.1.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

VIII.3.1.2.1 W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznego odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:

- Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
- Klasa C – sprzęt oświetleniowy
- Klasa D – sprzęt o mocy 600W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.1.2.2 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16A$ zakwalifikowane do:

- Klasy A podano w Tablicy 1,
- Klasy B podano w Tablicy 2,
- Klasy C podano w Tablicy 3,
- Klasy D podano w Tablicy 4.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 74 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

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

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 \frac{8}{n}$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [mA/W]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	$\frac{3,85}{n}$	Patrz Tablica 1.

VIII.3.1.2.3 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $>16A$

Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $>16A$ zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B, Klasy C oraz Klasy D podano w Tablicy 5.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej		
Data: 15 maja 2017 r.	Wersja 2.0	Strona 76 z 145
Zatwierdzono:		

Tablica 5.

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

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 77 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- 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 CMC ,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

VIII.4.2. Na żądanie odbiorcy CMC dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt.II.3.6.1.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 78 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		



CMC Poland Sp. z o.o.

42-400 Zawiercie, ul. Piłsudskiego 82

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ:

**BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE
OGRANICZENIAM I SYSTEMOWYMI.**

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 79 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

A.1.1. Uwarunkowania formalno-prawne części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie) wynikają z następujących przepisów i dokumentów:

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006r., nr 89, poz. 625 wraz z późniejszymi zmianami), zwaną dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej Instrukcji,
- b) decyzji Prezesa URE nr DRG-4711-144(8)/2010/2014/731/KL z dnia 10 lipca 2014 r. o wyznaczeniu CMC na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „CMC ”,
- c) koncesji CMC na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/6/731/W/2/2005/BT z dnia 15 lipca 2005 roku, z późniejszymi zmianami.
- d) taryfy dla energii elektrycznej CMC ,
- e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD_p) opracowanej przez Tauron Dystrybucja S.A.
- f) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD_p) opracowanej przez PGE Dystrybucja S.A.
- g) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE Operator S.A.

A.1.2. CMC jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego OSD_n.

Operator Systemu Dystrybucyjnego typu „OSD_n” realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej poprzez OSD_p, na podstawie stosownej umowy zawartej pomiędzy OSD_p a tym OSD_n oraz zapisów pkt. A.6.

A.1.3. CMC realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem odpowiednio PGE Dystrybucja S.A. albo Tauron Dystrybucja S.A.

A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

A.2.1. IRiESD-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu dystrybucyjnego oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej (umowa sprzedaży) lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez CMC , a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 80 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- c) procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
- d) zasady pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych,
- e) zasady współpracy OSD_n z OSD_p w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym,
- f) procedurę zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
- g) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- h) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
- i) postępowanie reklamacyjne,
- j) zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- k) zasady współpracy dotyczące regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną CMC , z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.

A.2.3. Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci dystrybucyjnej określone w IRiESD-Bilansowanie obowiązują:

- a) CMC ,
- b) podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CMC ,
- c) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze CMC ,
- d) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji (GUD) z CMC ,
- e) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z CMC ,
- f) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej CMC .

A.2.4 Wszystkie podmioty wymienione w pkt. A.2.3 obowiązują procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi określone w IRiESD_p-Bilansowanie odpowiedniego OSD_p, za pośrednictwem którego CMC realizuje swoje obowiązki wynikające z IRiESP.

A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO

A.3.1. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie Rynku Bilansującego i prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego jest PSE S.A., która na mocy ustawy - Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 81 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- A.3.2. CMC w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia realizację:
- a) umów sprzedaży energii elektrycznej – na podstawie GUD zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z URD,
 - b) umów kompleksowych – na podstawie GUD-K zawartej ze sprzedawcą, zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.
- A.3.3. CMC, za pośrednictwem OSD_p, uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci CMC.
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę lub przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w umowie o świadczenie usług dystrybucji. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w pkt. A.3.6., jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy CMC, a sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale E.
- A.3.8. Informacja o podmiotach pełniących funkcję sprzedawcy rezerwowego, o których mowa w ustawie - Prawo energetyczne, podana jest na stronie internetowej CMC. Postanowienia dotyczące świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej w ramach umowy kompleksowej dla URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV określone są w pkt. A.7.
- A.3.9. CMC zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD,
 - b) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł GUD-K,
 - c) informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
 - d) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniącymi funkcję POB.
- A.3.10 Warunki i zakres współpracy CMC z OSD_p określa umowa zawarta pomiędzy OSD_p i CMC, o której mowa w pkt. A.6.1.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 82 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

A.4.1. CMC zapewnia użytkownikom systemu dystrybucyjnego realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do CMC w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz przy spełnieniu przez te podmioty wymagań określonych w IRiESD i odpowiednich umowach dystrybucji zawartych z CMC .

A.4.2. Wytwórcy, odbiorcy oraz sprzedawcy którzy posiadają zawartą z CMC umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z postanowieniami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy lub sprzedawcy.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

A.4.3.1. CMC , z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.5, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:

- a) uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- b) zawarciu przez URD umowy dystrybucji z CMC ,
- c) zawarciu przez URD typu odbiorca (URD_o) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą Generalną Umowę Dystrybucji z CMC ,
- d) zawarciu przez URD typu wytwórcy (URD_w) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę dystrybucji z CMC .

A.4.3.2. CMC , z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.7. realizuje umowy kompleksowe zawarte przez URD w gospodarstwie domowym przyłączonym do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą GUD-K z CMC .

A.4.3.3. Umowa dystrybucji zawarta pomiędzy URD a CMC , powinna spełniać wymagania określone w ustawie - Prawo energetyczne i zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) wskazanie POB, a w przypadku URD typu wytwórcy (URD_w) również zasad jego zmiany,
- b) sposób i zasady rozliczeń z CMC z tytułu niezbilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB - dotyczy URD typu wytwórcy (URD_w),
- c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Dostarczania Energii (PDE), zgodny z pkt. C.1.5.

A.4.3.4. Umowa kompleksowa zawarta przez URD w gospodarstwie domowym przyłączonym do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV w zakresie zapisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji, powinna spełniać wymagania określone w ustawie - Prawo energetyczne oraz GUD-K zawartej pomiędzy CMC a sprzedawcą.

A.4.3.5. Podmiot posiadający: zawartą umowę przesyłową z OSP, przydzielone i uaktywnione przez OSP MB w sieci CMC , zawartą umowę o świadczenie usług

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 83 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

dystrybucji z CMC oraz spełniający procedury i warunki zawarte w niniejszej IRiESD, może pełnić funkcję POB. Umowa dystrybucji zawierana przez CMC z POB powinna spełniać wymagania określone w ustawie - Prawo energetyczne oraz zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) oświadczenie POB o zawarciu umowy przesyłowej z OSP umożliwiającej prowadzenie działalności na rynku bilansującym,
- b) kod identyfikacyjny podmiotu na rynku bilansującym,
- c) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce - jeżeli jest taki wymóg prawny,
- d) osoby upoważnione do kontaktu z CMC oraz ich dane adresowe,
- e) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze CMC ,
- f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MD_D), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB na obszarze CMC ,
- g) wykaz sprzedawców i wytwórców dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego na obszarze CMC ,
- h) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania sprzedawcy lub przedsiębiorstwa zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej, lub o zawieszeniu działalności na RB w rozumieniu IRiESP,
- i) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonywaniu w przypadku gdy, niezależnie od przyczyny, POB zaprzestanie lub zawiesi działalność na RB w rozumieniu IRiESP,
- j) zasady przekazywania przez CMC , za pośrednictwem OSD_p, na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSD_n.

A.4.3.6. Umowa, o której mowa w pkt. A.4.3.3. jest rozwiązywana automatycznie ze skutkiem natychmiastowym w przypadku zawieszenia przez OSP działalności POB na rynku bilansującym, niezależnie od przyczyny.

A.4.3.7. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania CMC , posiadający zawartą z CMC generalną umowę dystrybucji, może pełnić funkcję sprzedawcy. Podmiot ten może pełnić również funkcję sprzedawcy rezerwowego po zawarciu odrębnej umowy. Generalna umowa dystrybucji określa warunki realizacji umów sprzedaży energii dla wszystkich URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej CMC , którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży. GUD powinna spełniać wymagania określone w ustawie - Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- c) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z CMC ,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 84 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- d) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez sprzedawcę z URD oraz zaprzestania świadczenia usług dystrybucji przez CMC z tym URD,
- e) zasady realizacji przez CMC umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców ze sprzedawcą,
- f) osoby upoważnione do kontaktu z CMC oraz ich dane adresowe,
- g) zasady wstrzymywania i wznowiania przez CMC dostarczania energii do URD,
- h) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- i) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania CMC o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- j) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy,
- k) zasady przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb realizacji regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

A.4.3.8. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV na obszarze działania CMC na podstawie umów kompleksowych, posiadający GUD-K zawartą z CMC, może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla wszystkich URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach kompleksowych,
- b) zasady obejmowania nią kolejnych URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV i zobowiązania stron w tym zakresie,
- c) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z CMC,
- d) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów kompleksowych zawartych przez sprzedawcę z URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV oraz zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez CMC tym URD,
- e) zasady realizacji przez CMC umów kompleksowych zawieranych przez URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV ze sprzedawcą,
- f) warunki świadczenia przez CMC usług dystrybucji URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
- g) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy CMC a sprzedawcą,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 85 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- h) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
- i) zasady wymiany danych i informacji pomiędzy CMC a sprzedawcą,
- j) osoby upoważnione do kontaktu z CMC oraz ich dane adresowe,
- k) zasady wstrzymywania i wznowiania przez CMC dostarczania energii URD,
- l) zakres, zasady i terminy udostępniania danych dotyczących URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV i miejsc dostarczania energii do tych URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- m) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania CMC o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- n) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy,
- o) zasady i warunki świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej.

A.4.3.9. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.2., OSD_n dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z OSD_p umowę. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez OSD_n oraz OSD_p,
- b) zgodę OSD_n na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez OSD_p,
- c) zobowiązanie OSD_n do zawierania ze sprzedawcami umów dystrybucji (GUD lub/i GUD-K) w których będzie wskazany POB, posiadający umowę, o której mowa w pkt A.4.3.5.,
- d) dane o posiadanych przez OSD_n koncesjach i decyzjach dotyczących sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) osoby upoważnione do kontaktu pomiędzy OSD_n a OSD_p oraz ich dane adresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania postanowień niniejszej IRiESD,
- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSD_n,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych.

A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH

A.5.1. Dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej CMC bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym, za pośrednictwem OSD_p w oparciu o postanowienia umowy zawartej pomiędzy CMC i OSD_p.

A.5.2. W zakresie obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym i rynkiem detalicznym obowiązują postanowienia IRiESD OSD_p część „Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” rozdział „Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detalicznego oraz nadawania kodów identyfikacyjnych”

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 86 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSD_n Z OSD_p W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM

- A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSD_n z OSD_p w zakresie przekazywania danych pomiarowych do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, jest zawarcie stosownej umowy przez OSD_n z OSD_p.
- A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, OSD_n musi posiadać na dzień rozpoczęcia realizacji umowy, o której mowa w pkt. A.6.1., układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSD_p, dostosowane do wymagań rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niniejszej IRiESD.
- A.6.3. Warunkiem przekazywania przez OSD_p danych pomiarowych do OSP, jest jednoczesne obowiązywanie następujących umów:
- świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD_p a OSP,
 - współpracy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym zawartej pomiędzy OSD_p a OSD_n,
 - świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD_p a przedsiębiorstwem energetycznym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD_p świadczącym usługi dystrybucji dla URD_n przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa lub świadczącym usługi dystrybucji dla innego przedsiębiorstwa do sieci którego są przyłączeni URD_n (zwanym dalej PEP),
 - świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSD_p a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URD_n przyłączonych do sieci PEP lub OSD_n.
- A.6.4. W celu umożliwienia OSD_p przekazywania danych pomiarowych do OSP, OSD_n jest zobowiązany w szczególności do:
- pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD_n, zgodnie z niniejszą IRiESD,
 - dostarczania do OSD_p danych pomiarowych, o których mowa w ppkt. a), stanowiących rzeczywistą ilość energii elektrycznej pobranej z sieci OSD_n lub oddanej do sieci OSD_n, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscach dostarczenia URD_n, na każdą godzinę doby handlowej, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB,
 - przekazywania do OSD_p skorygowanych danych pomiarowych URD_n w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na Rynku Bilansującym zgodnie z IRiESP,
 - niezwłocznego przekazywania OSD_p informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSD_n usług dystrybucji energii elektrycznej dla URD_n lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do URD_n przez sprzedawcę,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 87 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- e) niezwłocznego informowania OSD_p o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.
- A.6.5. Przekazywanie danych przez OSD_p do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URD_n, przyłączonych do sieci OSD_n nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:
- na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez sprzedawcę wybranego przez URD_n typu odbiorca,
 - na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URD_n typu wytwórcą.
- A.6.6. Wyznaczanie i przekazywanie do OSD_p oraz udostępnianie danych pomiarowych do OSP, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD.
- A.6.7. Zawieszenie lub zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym przez POB lub zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_w w obszarze sieci PEP, na której operatorem jest wyznaczony OSD_n, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSD_p danych pomiarowych na MB tego POB. Tym samym dane pomiarowe URD_n będą uwzględniane w zużyciu energii elektrycznej PEP, chyba że zostanie wskazany inny POB w terminie umożliwiającym zmianę konfiguracji obiektów tego POB (zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszej IRiESD).
- A.6.8. Zaprzestanie przez sprzedawcę sprzedaży energii elektrycznej do URD_n, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez OSD danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URD_n będą powiększać zużycie energii elektrycznej PEP.

A.7. ZASADY WSPÓŁPRACY DOTYCZĄCE REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH W ZAKRESIE REZERWY INTERWENCYJNEJ

A.7.1. Zasady nadawania certyfikatów ORed

A.7.1.1. ORed wykorzystywany do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed, uzyskany na zasadach określonych w niniejszym punkcie. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa IRiESP.

A.7.1.2. Certyfikowaniu podlega ORed przyłączony do sieci dystrybucyjnej, dla którego przynajmniej jedno PPE przyłączone jest do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV.

Dopuszcza się, aby ORed, poza PPE przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, posiadał również dodatkowo PPE przyłączone do sieci o napięciu znamionowym poniżej 1 kV, o ile spełniają one wymagania określone w pkt. A.7.1.9. ppkt. 4) - 5).

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 88 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

A.7.1.3. ORed jest zdefiniowany na zasobach odbiorczych i określony przez jedno lub kilka PPE, tworzących kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci dystrybucyjnej.

A.7.1.4. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z kilku PPE, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana przez OSP, jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana przez OSP o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tego OSDn.

A.7.1.5. Certyfikat dla ORed jest wydawany przez OSDp, jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDp lub do sieci OSDp i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt A.7.1.7., wystawia OSDn, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do upoważnionego OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W ww. przypadku OSDn przekazuje do OSDp również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7.), wystawionego przez OSDn.

Za datę wydania Certyfikatu dla ORed uznaje się datę jego rejestracji przez OSDp w powyższym systemie informatycznym OSP.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci OSDn zlokalizowanej na obszarze sieci kilku OSDp, Certyfikat dla ORed wystawia OSDn i przekazuje do jednego upoważnionego przez siebie OSDp, na którego obszarze działania jest położony ORed, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania.

A.7.1.6. Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

- 1) OSDp – jeśli ORed posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 2) OSDn – jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie jednego OSDp lub OSDn.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 89 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- A.7.1.7. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed oraz wzór Certyfikatu dla ORed określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed stosuje się również celem aktualizacji Certyfikatu dla ORed.
- A.7.1.8. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:
- 1) dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe;
 - 2) dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel), w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
 - 3) dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
 - 4) wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt. A.7.1.3.;
 - 5) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy, ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
 - 6) oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
 - a) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP dla ORed przyłączonych do sieci OSDn,
 - b) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
 - c) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
 - d) o spełnieniu warunku odbioru przez ORed energii elektrycznej netto w okresie ostatnich 12 miesięcy, liczonych od dnia złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
 - e) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE,
 - f) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,
 - g) o przyjęciu zobowiązania do bieżącego informowania OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt. A.7.1.8. ppkt. 1) - 5), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany,
 - h) o tym, że Odbiorcą w ORed pełni jednocześnie funkcję OSDn dla certyfikowanego ORed (dotyczy jedynie przypadku, gdy OSDp wydaje certyfikat dla ORed będących jednocześnie OSDn).
 - 7) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).

Odbiorca w ORed przyłączony do sieci OSDn lub upoważniony przez niego podmiot, składa do OSDn wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed wyłącznie w

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 90 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu wniosku podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji Odbiorcy w ORed). Wniosek składany jest na wskazany przez OSDn adres poczty elektronicznej,

Na każde żądanie OSDn, Odbiorca w ORed dostarczy do OSDn w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginał wniosku o wydanie certyfikatu albo kopii wniosku poświadczonej przez upoważnionego przedstawiciela Odbiorcy w ORed.

A.7.1.9. Certyfikacja obejmuje weryfikację:

- 1) kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 2) poprawności kodów PPE wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
- 3) kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE;
- 4) spełniania, według stanu na dzień złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, przez układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w PPE wymagań technicznych określonych w IRiESD OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy;
- 5) zdalnego pozyskiwania godzinowych danych pomiarowych i ich przekazywania do OSP w trybie dobowym.

A.7.1.10. Brak potwierdzenia spełnienia przynajmniej jednego z warunków określonych w pkt. A.7.1.9. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed przez OSDn. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku, odpowiednio TAURON Dystrybucja albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.

A.7.1.11. OSDn dokonuje weryfikacji wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, o której mowa w pkt. A.7.1.9., w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku i przekazuje Certyfikat dla ORed (wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7.) do OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Przekazany do OSDp Certyfikat dla ORed nie zawiera unikalnego numeru certyfikatu, unikalnego identyfikatora ORed oraz daty wydania Certyfikatu, które zostaną nadane automatycznie przez ww. system informatyczny OSP, podczas rejestracji certyfikatu.

OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed do OSDp wyłącznie w formie elektronicznej (edytowalnej oraz w postaci skanu certyfikatu podpisanego zgodnie z zasadami reprezentacji OSDn) wraz ze skanem pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.7.1.5. Certyfikat przekazywany jest na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

Na każde żądanie OSDp, OSDn dostarczy do OSDp w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania, oryginały certyfikatu i pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. A.7.1.5., albo kopii tych dokumentów poświadczonych przez upoważnionego przedstawiciela OSDn.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 91 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów dopuszczalności określonych w pkt. A.7.1.9.

A.7.1.12. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku do OSDn. W uzasadnionych przypadkach termin wydania Certyfikatu dla ORed może zostać wydłużony do 30 dni.

OSDn przekazuje certyfikat do OSDp celem jego rejestracji w systemie informatycznym OSP dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania, w terminie do 4 dnia roboczego przed ww. terminem wydania certyfikatu.

A.7.1.13. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt. A.7.1.9., OSDp upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP systemie informatycznym OSP, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Do czasu udostępnienia OSDp systemu informatycznego OSP dedykowanego usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wydawanie Certyfikatu dla ORed, realizowane będzie z pominięciem tego systemu, zgodnie ze wzorem Certyfikatu dla ORed, o którym mowa w pkt. A.7.1.7., bez nadawania unikalnego numeru certyfikatu i unikalnego identyfikatora ORed. Certyfikatu dla ORed zostanie nadany numer uproszczony, zgodnie z zasadami przyjętymi przez OSDp.

A.7.1.14. Certyfikat dla ORed zawiera:

- 1) numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt. A.7.1.13.;
- 2) lokalizację sieciową ORed – przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej OSDp;
- 3) dane ORed (nazwa, adres);
- 4) wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE OSDp, o którym mowa w IRiESD OSDp (kody PPE nadaje OSDp upoważniony przez OSDn, do którego OSDn przekazuje Certyfikat dla ORed przyłączonego do sieci OSDn, zgodnie z pkt A.7.1.11), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej OSDn (wraz z informacją na terenie, jakiego OSDn zlokalizowany jest dany PPE);
- 5) datę wydania Certyfikatu;
- 6) podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- 7) atrybut ORed (ORed O - obiekt odbiorczy lub ORed OG - obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
- 8) informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

W przypadku wystawiania Certyfikatu przez OSDn, jest on zobowiązany do wystąpienia do OSDp o określenie warunków i zasad stosowania formatu/kodów PPE, o których mowa powyżej w ppkt. 4).

A.7.1.15. W przypadku zmiany zakresu PPE (dodanie, usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Procedowanie wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed odbywa się jak dla wniosku o

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 92 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

wydanie Certyfikatu dla ORed. Wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed następuje w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

W przypadku zmiany pozostałych danych zawartych w certyfikacie, o których mowa w pkt. A.7.1.14., Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Aktualizacja Certyfikatu w powyższym zakresie powoduje wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed i wydanie nowego certyfikatu dla tego ORed.

A.7.1.16. W przypadku, gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności określone w pkt. A.7.1.9., Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot zgłasza powyższe do OSDn, do którego złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla danego ORed (OSDn niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do OSDp).

A.7.1.17. OSDp upoważniony przez OSDn, wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- 1) o którym mowa w pkt. A.7.1.16., tj. gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności,
- 2) gdy OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt. A.7.1.9. ppkt. 2) - 5); OSDn przekazuje decyzję o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie informatycznym dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- 3) zaprzestania świadczenia usług dystrybucji Odbiorcy w ORed.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp w ww. systemie informatycznym OSP. Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i zaprzestaje się przekazywania danych pomiarowych dla danego ORed przez OSDn do OSDp oraz OSDp do OSP.

A.7.1.18. Wniosek, o którym mowa w pkt. A.7.1.15., zgłoszenie, o którym mowa w pkt. A.7.1.16. oraz decyzja OSDn, o której mowa w pkt. A.7.1.17. ppkt. 2) składane są na wskazany przez OSDp adres poczty elektronicznej, opublikowany na stronie internetowej OSDp.

OSDp przesyła do OSDn Certyfikat dla ORed Odbiorcy w ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn, który przekazał certyfikat do zarejestrowania albo informacje o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed. Certyfikat albo informacja o wygaszeniu przekazywana jest zwrótnie na adres poczty elektronicznej, z której OSDp otrzymał wniosek, zgłoszenie albo decyzję OSDn.

OSDn przesyła Certyfikat dla ORed albo informacje o wygaszeniu Certyfikatu dla ORed do Odbiorcy w ORed przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDn drogą pocztową na adres Odbiorcy w ORed lub dostarcza do jego siedziby.

A.7.2. Zasady przekazywania danych pomiarowych ORed

A.7.2.1. Przekazywanie danych pomiarowych dla ORed (odrębnie dla każdego PPE w ORed) realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie, z uwzględnieniem zapisów rozdziału C.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 93 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- A.7.2.2. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i przekazywane przez OSDn do OSDp.
- A.7.2.3. Dane pomiarowe dotyczące ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji:
- 1) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
 - 2) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu, o które podmiot ten świadczy tę usługę.

OSDp po otrzymaniu od OSP powyższych informacji, dokonuje (w dobie $n+4$) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowe dla ORed w trybach, określonych w pkt. A.7.2.7. – A.7.2.9.

OSDp przekazuje do OSP dane pomiarowe ORed przyłączonego do sieci OSDn, w tym dokonuje zasilenia inicjalnego, po otrzymaniu tych danych od OSDn, w trybie i formie określonych w pkt. A.7.2.5.

- A.7.2.4. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, OSDp przesyła dane pomiarowe, o których mowa w pkt. A.7.2.3., w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp.
- A.7.2.5. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe dotyczące PPE przyłączonych do jego sieci tworzących ORed, w następującym zakresie:
- 1) dane pomiarowe dotyczące zasilenia inicjalnego, o którym mowa w pkt. A.7.2.3., w terminie 2 dni kalendarzowych od otrzymania informacji od OSDp,
 - 2) dane pomiarowe w trybie wstępnym (dla doby n), o którym mowa w pkt. A.7.2.7., w terminie do doby $n+2$,
 - 3) dane pomiarowe w trybie podstawowym (dla miesiąca m), o którym mowa w pkt. A.7.2.8, w terminie od 1 do 2 dnia miesiąca $m+1$,
 - 4) dane pomiarowe w trybie korekt, o których mowa w pkt. A.7.2.9., za miesiąc m , w terminie od 1 do 2 dnia odpowiednio miesiąca $m+2$ lub $m+4$.

OSDn przekazuje do OSDp godzinowe dane pomiarowe w formie elektronicznej poprzez wskazany przez OSDp dedykowany serwer. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh. Dodatkowe szczegóły dotyczące standardu przekazywanych danych zostaną określone przez OSDp zgodnie ze standardem WIRE.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 94 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

Wymiana informacji i komunikatów dotyczących powyższych danych pomiarowych odbywa się wyłącznie w formie elektronicznej na adresy poczty elektronicznej/serwery określone w umowie, o której mowa w pkt. A.6.1.

- A.7.2.6. OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.
- A.7.2.7. Dane godzinowe dla doby n są przekazywane przez OSDp do OSP w trybie wstępnym od doby $n+1$ do doby $n+4$.
- A.7.2.8. Do 5 dnia po zakończeniu miesiąca m , OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDp i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym $m+1$. Weryfikacji danych pomiarowych ORed przyłączonych do sieci OSDn dokonuje OSDn i w razie konieczności przekazuje je do OSDp zgodnie z pkt. A.7.2.5.

Dane pomiarowe są przekazywane przez OSDp do OSP za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+1$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5 dniu miesiąca $m+1$ poprzez wysłanie zapytania do OSDp o dane pomiarowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym $m+1$, OSP do rozliczeń przyjmuje dane, o których mowa w pkt. A.7.2.7.

W trybie podstawowym $m+1$ wszystkie dane pomiarowe przekazywane przez TAURON Dystrybucja do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

- A.7.2.9. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych przez OSDp do OSP danych pomiarowych.

Okresem korygowania jest miesiąc $m+2$ i $m+4$ (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc m od 1 do 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5 dnia miesiąca $m+2$ i $m+4$ poprzez wysłanie do OSDp zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSDp przekazuje dane pomiarowe tego samego dnia lub dnia następnego.

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z IRiESP.

- A.7.2.10. Dane pomiarowe dotyczące ORed są udostępniane podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP wyłącznie przez OSP.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 95 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD_o

- B.1. Umowa dystrybucji zawierana jest na wniosek URD_o lub upoważnionego przez niego sprzedawcę. Wzór wniosku jest przygotowany i opublikowany przez CMC na stronie internetowej.
- B.2. CMC wysyła parafowaną umowę dystrybucji w terminie:
- do 7 dni od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URD_o w gospodarstwie domowym,
 - do 21 dni od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla pozostałych URD_o.
- Podpisana jednostronnie przez URD_o umowa o świadczenie usług dystrybucji, w treści wysłanej przez CMC, powinna być dostarczona do CMC nie później niż do dnia otrzymania przez CMC powiadomienia, o którym mowa w pkt F.1.1.
- B.3. Umowa dystrybucji wchodzi w życie w dniu rozpoczęcia sprzedaży energii przez sprzedawcę, z którym URD_o ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub w dniu rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej, w przypadku gdy umowa sprzedaży energii zawarta przez URD_o ze sprzedawcą nie będzie mogła być realizowana.
- B.4. Zasady świadczenia usług dystrybucji przez CMC dla URD w gospodarstwie domowym przyłączonym do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV posiadających zawarte umowy kompleksowe, określa się w GUD-K zawieranej pomiędzy CMC a sprzedawcą.
- B.5. W przypadku zawarcia przez URD w gospodarstwie domowym przyłączonym do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV z nowym sprzedawcą umowy kompleksowej, z dniem zmiany sprzedawcy umowa ta w części dotyczącej świadczenia usług dystrybucji zastępuje dotychczasową umowę o świadczenie usług dystrybucji, której stroną był ten URD. Dotychczasowa umowa o świadczenie usług dystrybucji ulega z tym dniem rozwiązaniu. .
- B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz umów kompleksowych określa rozdział F.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 96 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH.

C.1.1. CMC na obszarze swojego działania administruje danymi pomiarowymi i realizuje zadania Operatora Pomiarów w rozumieniu IRiESP, w zakresie FPP przypisanych do MB, które składają się na jednostkę grafikową będącą w posiadaniu CMC .

CMC może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez CMC danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym oraz usług dystrybucyjnych i obejmuje następujące zadania:

- a) eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
- b) akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej CMC ,
- c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
- d) udostępnianie OSP, sąsiednim OSD_p, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,,
- e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. d), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

C.1.3. CMC pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR). CMC pozyskuje te dane w postaci:

- a) godzinowego pobrania/oddania energii przez URD wyznaczonego na podstawie profilu energii pochodzącego z liczników – dane godzinowe,
- b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.

Dane pomiarowe o których mowa:

- 1) w powyższym ppkt. a), CMC pozyskuje nie rzadziej niż 1 raz w miesiącu w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych ze zdalną transmisją danych pomiarowych oraz nie rzadziej niż 1 raz w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
- 2) w powyższym ppkt. b), CMC pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 97 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy CMC , a URD lub umów kompleksowych zawartych pomiędzy sprzedawcą a URD w gospodarstwach domowych. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez CMC harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i jest określany w umowach dystrybucyjnych lub w umowach kompleksowych.

- C.1.4. CMC wyznacza rzeczywiste godzinowe ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.2.c) i C.1.2.d), w podziale na energię pobraną z sieci i oddaną do sieci dystrybucyjnej.
- C.1.5. CMC wyznacza rzeczywiste ilości energii wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:
- uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
 - danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej IRiESD, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub,
 - danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych lub,
 - standardowych profili zużycia (o których mowa w rozdziale G.), ilości energii wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.
- C.1.6. Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci lub pobranej z sieci wykorzystuje się w pierwszej kolejności podstawowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. W przypadku ich awarii lub wadliwego działania w następnej kolejności wykorzystywane są rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe.
- C.1.7. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt. C.1.6. ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:
- współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub,
 - ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- C.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, CMC w procesie udostępniania danych pomiarowych może wykorzystać dane wyznaczone zgodnie z IRiESD albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.
- C.1.9. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez CMC dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji, poprzez systemy wymiany informacji CMC na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.
- C.1.10. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, CMC wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe dla:
- OSP jako zagregowane MB rynku bilansującego, zgodnie z zasadami

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 98 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

i terminami określonymi w IRiESP,

- b) POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URD_w,
- c) sprzedawców jako zagregowane MDD, zachowując zgodność przekazywanych danych w/w podmiotom.

C.1.1 Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego, CMC udostępnia następujące dane pomiarowe:

a) sprzedawcom:

- o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych,
- godzinowe URD zgodnie z pkt. C.1.3.1).

Sposób przekazywania danych określa GUD lub GUD-K, zawarta pomiędzy sprzedawcą i CMC .

b) URD:

- o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne,
- godzinowe URD - na zlecenie URD, na zasadach i warunkach określonych w umowie.

Zachowując zgodność przekazywanych danych ww. podmiotom. Dane pomiarowe są udostępniane z dokładnością do 1kWh.

C.1.12. CMC udostępnia sprzedawcy dane pomiarowe o których mowa w p.C.1.11.a) oraz wstępne dane pomiarowe (tylko w przypadku ich pozyskiwania przez CMC). Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD lub GUD-K. Wstępne dane pomiarowe nie są podstawą do rozliczeń.

C.1.13. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń:

1) Rynku Bilansującego, korygowane są w przypadku:

- a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
- b) korekty danych składowych,
- c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

i zgłaszane są w najbliższym cyklu korekty rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku korekty danych pomiarowych, CMC przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt C.1.10. b) i c).

2) URD, korygowane są w przypadku:

- a) pozyskania danych rzeczywistych w miejsce szacowanych,
- b) korekty danych składowych,
- c) rozpatrzenia reklamacji w zakresie poprawności danych,

W przypadku korekty danych pomiarowych, CMC przekazuje sprzedawcy

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 99 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

skorygowane dane.

- C.1.14. URD, sprzedawcy oraz POB mają prawo wystąpić do CMC z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- C.1.15. Wymiana informacji pomiarowych pomiędzy CMC, a sprzedawcą odbywa się z wykorzystaniem kodu PPE.
- C.1.16. Sprzedawca, który sprzedaje energię elektryczną do URD będącego przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD, którego odbiorca (dalej „URD_n”) skorzystał z prawa zmiany sprzedawcy - otrzymuje od OSD tylko zagregowane dane pomiarowe łącznie dla wszystkich PPE, w których sprzedawca dokonuje sprzedaży energii elektrycznej do tego URD. Dane te zostaną wyznaczone przez OSD w szczególności na podstawie danych o ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci URD z sieci OSD lub wprowadzanej do OSD z sieci URD oraz otrzymanych od tego URD zagregowanych danych pomiarowych URD_n przyłączonych do sieci tego URD.

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA MDD URB_{SD} (METODA ROCZNA)

- C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wymaga realizacji następujących działań:
- 1) określenie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JGBI) CMC ;
 - 2) określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze CMC, z wyłączeniem MDD URB_{SD};
 - 3) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej;
 - 4) wyznaczenie ilości energii elektrycznej w MDD URB_{SD};
- C.2.2. Określanie planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JGBI CMC odbywa się według następującego algorytmu:
- 1) CMC dla swojego obszaru, w oparciu o wykonanie z ostatnich 3 lat kalendarzowych, wyznacza bezwzględną krzywą godzinową zapotrzebowania na energię elektryczną, jako średnią z trzech wielkości dobowo-godzinowych z uwzględnieniem:
 - a) salda wymiany energii z OSP, z sąsiednimi OSD_p (tj. OSD mającymi fizyczne połączenie z siecią przesyłową) oraz generacji wytwórców przyłączonych do sieci CMC (generacji opomiarowanej i nie opomiarowanej dobowo-godzinowo w oparciu o ich charakterystykę pracy);
 - b) kalendarza (dni tygodnia), z uwzględnieniem dni świątecznych i innych dni nietypowych;
 - c) trendów ilościowych przyłączanych/odłączanych odbiorców, trendów w gospodarce, posiadanych informacji o planowanych zmianach w poborze energii elektrycznej przez odbiorców, zmian parametrów technicznych i

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 100 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

konfiguracji sieci.

- 2) Na podstawie określonej w powyższym pkt. 1) bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze CMC , wyznaczana jest względna krzywa zapotrzebowania obszaru CMC , będąca jednocześnie względną krzywą godzinową różnicy bilansowej CMC .
- 3) Wyznaczony przez CMC planowany roczny wolumen energii elektrycznej dla JGBI CMC , rozkładany jest w oparciu o względną krzywą godzinową różnicy bilansowej CMC (wyznaczoną zgodnie z powyższym pkt. 2) na poszczególne godziny tego okresu.

Ustala się że:

- a) kształt planowanej krzywej godzinowej różnicy bilansowej CMC jest wielkością niezmienną – ustaloną na okres roku kalendarzowego,
- b) planowana na okres rozliczeniowy ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej jest wielkością zmienną ustalaną przez CMC przed rozpoczęciem tego okresu.
- 4) CMC do końca października, udostępnia POB URB_{SD} , planowaną na kolejny rok kalendarzowy względną krzywą godzinową różnicy bilansowej oraz planowany roczny wolumen JGBI.

C.2.3. Określenie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych w sieci dystrybucyjnej CMC , z wyłączeniem MDD URB_{SD} , odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w pkt. C.1 Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

C.2.4. Ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej zaewidencjonowanej na daną godzinę, określa CMC według następujących zasad:

- 1) Wstępna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w n-tej Dobie handlowej, wyznaczona od n+1 do n+4 Doby handlowej, równa jest ilości wynikającej z planowanego grafiku dostaw energii elektrycznej dla JGBI CMC , o którym mowa w pkt. C.2.2.3),
- 2) Ostateczna ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej jest wyznaczana po zakończeniu roku kalendarzowego, poprzez rozłożenie rzeczywistej wielkości różnicy bilansowej ujętej w sprawozdaniu G-10.7. według względnej krzywej zapotrzebowania obszaru CMC , o której mowa w pkt. C.3.2.3).

C.2.5. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} dla roku kalendarzowego określa się według następującej zależności:

$$E_{URB_SD} = E_{OSP}^{+/-} + E_{WYT}^{+/-} + E_{OSD}^{+/-} + E_{URB_OK}^{+/-} + E_{URD_W}^{+/-} - E_{URD_P}^{+/-} - E_{RE_OSD} - E_{URD}$$

gdzie:

$E_{OSP}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci CMC z/do sieci OSP, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;

$E_{WYT}^{+/-}$ ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci CMC przez wytwórców, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 101 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

$E_{OSD}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci CMC przez innych OSD, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
$E_{URB_OK}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci CMC przez uczestników rynku bilansującego typu odbiorca końcowy, zgodna z danymi przyjętymi do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
$E_{URD_W}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci CMC przez URDw, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru Rynku Bilansującego, dla których POB URB _{SD} nie prowadzi bilansowania handlowego;
$E_{URD_P}^{+/-}$	ilość energii elektrycznej pobrana z sieci CMC przez URD, dla których POB URB _{SD} nie prowadzi bilansowania handlowego;
E_{RB_OSD}	ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej CMC, wyznaczona przy wykorzystaniu danych ze sprawozdania G-10.7 za zakończony rok kalendarzowy;
E_{URD}	ilość energii elektrycznej pobrana z sieci CMC przez URD, dla których URB _{SD} nie jest sprzedawcą, a zapewnia jedynie bilansowanie handlowe.

- C.2.6. Ilości energii elektrycznej dla JGBI CMC na Rynku Bilansującym, zgodnie z zapisami IRiESP-Bilansowanie, wyznacza się jako wielkość domykającą bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej CMC.
- C.2.7. Rzeczywiste ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} dla każdej godziny, wyznacza się przy wykorzystaniu następujących zasad:
- 1) CMC po zakończeniu roku kalendarzowego dokonuje korekty ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD}, poprzez uwzględnienie wielkości różnicy bilansowej zawartej w sprawozdaniu G-10.7.,
 - 2) Korekta ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wyznaczona przez CMC, zgłaszana jest na Rynku Bilansującym celem dokonania korekty rozliczeń dla okresów rozliczeniowych w tym roku, z zastrzeżeniem pkt. C.2.10.
- C.2.8. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu m może dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy: m-2, m-4 oraz m-15, przy czym korekta może dotyczyć wyłącznie okresów rozliczeniowych, dla których upłynął termin płatności.
- C.2.9. Maksymalna długość okresu korygowanego wynosi 15 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym jest wykonywana korekta. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} i JGBI CMC wyznaczone w miesiącu m dla miesiąca m-15 uznawane są za ostateczne.
- C.2.10. Ilości energii elektrycznej dla MDD URB_{SD} wyznaczone w pkt. C.2.7.2), zgłaszane są do URB_{SD} i stanowią podstawę rozliczeń pomiędzy CMC oraz URB_{SD}.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 102 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

D. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

- D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej CMC , nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.
- D.1.2. W dniu złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4.:
- URD powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z CMC albo umowę kompleksową z nowym sprzedawcą (dotyczy tylko URD w gospodarstwach domowych przyłączonym do sieci elektroenergetycznej CMC o napięciu do 1kV),
 - nowy sprzedawca energii elektrycznej powinien mieć zawartą GUD lub GUD-K z CMC .
- D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień złożenia powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., z uwzględnieniem możliwości uzupełnienia braków formalnych w terminach o których mowa w pkt. D.2.7. i D.2.8.
- D.1.4. Przy każdej zmianie sprzedawcy przez URD, dokonywany jest odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego przez CMC maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.
- Dla URD przyłączonych do sieci CMC na niskim napięciu, CMC może ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy również na podstawie:
- odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URD na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do CMC najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez CMC ,
 - w przypadku braku możliwości ustalenia wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1, ostatniego posiadanego przez CMC odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego URD, jednak nie starszego niż 3 miesiące, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji za który CMC posiada odczytane wskazania.
- D.1.5. Zmiana sprzedawcy tj. przyjęcie przez CMC do realizacji nowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej zawartej pomiędzy URD a sprzedawcą, dokonywana jest zgodnie z procedurą opisaną w pkt. D.2.
- D.1.6. URD może mieć dla jednego PPE zawartą dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URD wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1. Energia elektryczna zmierzona w PPE URD, będzie wykazywana na MB POB wskazanego w GUD przez tego sprzedawcę.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 103 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- D.1.7. Sprzedawca nie później niż na 21 dni przed zaprzestaniem sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej, informuje CMC o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.
- W przypadku niedotrzymania przez sprzedawcę tego terminu, CMC będzie realizowała dotychczasową umowę sprzedaży lub umowę kompleksową do 21 dnia od uzyskania tej informacji przez CMC od sprzedawcy, chyba, że w terminie wcześniejszym nastąpi zmiana sprzedawcy.
- D.1.8. URD może mieć w danym okresie dla jednego PPE zawartą obowiązującą tylko jedną umowę kompleksową albo o świadczenie usług dystrybucji.
- D.1.9. Wymiana informacji między CMC i sprzedawcami odbywa się drogą elektroniczną.
- D.1.10. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej.

D.2. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ

- D.2.1. Warunkiem koniecznym umożliwiającym zmianę sprzedawcy przez URD jest spełnienie wymagań określonych w pkt. D.1. oraz zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy CMC, a URD – w przypadku zawarcia przez URD umowy sprzedaży.
- D.2.2. URD dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej albo umowę kompleksową.
- Umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zawartej przez tego URD z dotychczasowym sprzedawcą.
- D.2.3. URD lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca energii elektrycznej wypowiada umowę sprzedaży lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.
- D.2.4. Nowy sprzedawca energii elektrycznej w imieniu własnym oraz URD, powiadamia CMC o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej. Powiadomienie składa się nie później niż na 21 dni przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, poprzez złożenie wniosku powiadomienia (wzór wniosku powiadomienia jest publikowany na stronie owej CMC).
- D.2.5. Sprzedawca zobowiązany jest uzyskać pełnomocnictwo URD na dokonanie powiadomienia CMC, o którym mowa w pkt. D.2.4., w imieniu URD oraz złożyć CMC oświadczenie o fakcie posiadania tego pełnomocnictwa.
- D.2.6. CMC w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4., dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.
- CMC dokonuje weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału F.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 104 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- D.2.7. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.2.4. zawiera błędy lub braki formalne CMC informuje o tym sprzedawcę, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki i informując o konieczności ich uzupełnienia.
- D.2.8. Jeżeli błędy lub braki formalne, o których mowa w pkt. D.2.7. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, CMC dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia o którym mowa w pkt. D.2.4., informując o tym sprzedawcę który przedłożył powiadomienie.
- D.2.9. Zmiana sprzedawcy i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej lub usługi kompleksowej przez nowego sprzedawcę następuje w terminie 21 dni od dnia dokonania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.4. pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez CMC , chyba, że w powiadomieniu określony został termin późniejszy.
- D.2.10. CMC przekazuje do URD informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.
- D.2.11. Zmiana sprzedawcy nie wymaga potwierdzenia rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Informacja od dotychczasowego sprzedawcy o braku możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej nie wstrzymuje procesu zmiany sprzedawcy.

D.3. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- D.3.1. CMC udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- D.3.2. Informacje ogólne udostępnione są przez CMC :
- a) na stronie internetowej CMC ,
 - b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronie internetowej CMC .
- D.3.3. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:
- a) listownie na adres CMC ,
 - b) pocztą elektroniczną,
 - c) faksem,
 - d) telefonicznie.
- Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej CMC .
- D.3.4. CMC informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
 - b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 105 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- c) procedurze zmiany sprzedawcy,
- d) wymaganych umowach,
- e) prawach i obowiazkach podmiotow korzystajacych z prawa wyboru sprzedawcy,
- f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedazy energii elektrycznej lub umowach kompleksowych oraz weryfikacji powiadomien,
- g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotow odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- h) warunkach swiadczenia uslug dystrybucyjnych.

D.3.5. CMC oraz sprzedawcy umieszczaja nr PPE na wystawianych przez siebie fakturach dla URD z tytulou sprzedazy energii elektrycznej, swiadczonych uslug dystrybucji lub swiadczonej uslugi kompleksowej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 106 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO

E.1. Procedura ustanawiania i zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) przebiega zgodnie z zapisami IRiESD-Bilansowanie OSDp oraz IRiESP-Bilansowanie.

POB jest ustanawiany przez:

- a) sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URD_o), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej CMC ;
- b) URD typu wytwórca (URD_w), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej CMC .

URD_o wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z CMC , ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URD_o.

E.2. Proces zmiany POB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URD_w, jest realizowany według następującej procedury:

- 1) Sprzedawca lub URD_w powiadamia OSD_p, na formularzu zgodnym ze wzorem zawartym na stronie internetowej OSD_p lub w umowie dystrybucji, o planowanym przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy lub URD_w przez nowego POB; formularz ten powinien zostać podpisany zarówno przez nowego POB jak i sprzedawcę lub URD_w;
- 2) OSD_p dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi;
- 3) OSD_p, w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
 - b) informuje sprzedawcę lub URD_w oraz nowego POB o dacie, w której następuje zmiana POB,
 - c) przyporządkowuje w swoich systemach informatycznych obsługi rynku energii PPE URD_o posiadających umowę sprzedaży ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_w do MB JG_o, którą dysponuje nowy POB;
- 4) OSD_p, w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia, o którym mowa w pkt. 1), informuje nowego POB oraz sprzedawcę lub URD_w o przyczynach negatywnej weryfikacji.

E.3. Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje z pierwszym dniem kolejnej dekady miesiąca, następującej po dacie pozytywnej weryfikacji zgłoszenia, o której mowa w pkt. E.2.2), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty, z zastrzeżeniem pkt. E.5.

Powyższe terminy nie dotyczą przypadku utraty POB przez sprzedawcę lub URD_w w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 107 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

POB na rynku bilansującym, jeżeli sprzedawca lub URD_w przekaże OSD_p oświadczenie o którym mowa w pkt. E.2.1). przed terminem zaprzestania lub zawieszenia działalności na rynku bilansującym przez dotychczasowego POB. W takim przypadku zmiana POB następuje po dokonaniu przez OSD_p pozytywnej weryfikacji otrzymanego powiadomienia pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami, w terminie zaprzestania lub zawieszenia działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym.

E.4. Z dniem zmiany POB, OSD_p przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują dotychczasowego POB i nowego POB, z uwzględnieniem że:

- 1) każdy PPE danego URD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MDD;
- 2) każdy MDD powinien być przyporządkowany tylko do jednego MB;
- 3) URD_w mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_w;
- 4) URD_o mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_o.

E.5. Jeżeli OSD_p otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2, od sprzedawcy lub URD_w przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym (zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP) MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej CMC , wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.

E.6. W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URD_w jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny bilansowania sprzedawcy lub URD_w, lub zaprzestanie działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla URD_o lub na CMC w przypadku utraty POB przez URD_w. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii lub świadczenie rezerwowej usługi kompleksowej do URD_o przejmuje sprzedawca rezerwowo.

E.7. Jeżeli sprzedaży energii do URD_o, w przypadku o którym mowa w pkt. E.6., nie przejmie sprzedawca rezerwowo lub URD_o utraci sprzedawcę rezerwowego albo sprzedawca rezerwowo utraci wskazanego przez siebie POB jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas URD_o traci sprzedawcę rezerwowego. W takim przypadku sposób i zasady rozliczenia określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy CMC a URD_o.

Dla URD w gospodarstwach domowych, w przypadku o którym mowa w akapicie poprzednim, sprzedaż przejmuje sprzedawca z urzędu.

E.8. Jeżeli URD_w utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD_w, w porozumieniu z CMC , winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej CMC , a CMC ma prawo do wyłączenia tego URD_w, bez ponoszenia przez CMC odpowiedzialności z tego tytułu. Sposób i zasady rozliczenia energii niezbilansowania w okresie poprzedzającym zaprzestanie wprowadzenia energii do sieci dystrybucyjnej, określone są w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 108 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

zawartej pomiędzy CMC a URD_w.

- E.9. CMC niezwłocznie po uzyskaniu od OSP informacji o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym przez POB powiadamia sprzedawcę lub URD_w, którzy wskazali tego POB jako odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, o braku możliwości bilansowania handlowego przez wskazanego POB. W takim przypadku sprzedawca lub URD_w jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału E. W przeciwnym wypadku może nastąpić wstrzymanie przez CMC realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy lub URD_w, na zasadach opisanych odpowiednio w pkt.E.7 i E.8.
- E.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URD_w jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSD_p, CMC i sprzedawcy lub URD_w, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB, lub o zaprzestaniu bilansowania sprzedawcy lub URD_w.
- E.11. Powiadomienie OSD_p oraz CMC o rozwiązaniu umowy o świadczenie usługi bilansowania handlowego pomiędzy POB i sprzedawcą lub POB i URD_w powinno nastąpić niezwłocznie po uzyskaniu takich informacji przez zainteresowane Strony, jednak nie później niż 15 dni kalendarzowych przed planowanym zakończeniem świadczenia usługi bilansowania handlowego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 109 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

F. PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

F.1. OGÓLNE ZASADY POWIADAMIANIA

F.1.1. Powiadamianie o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych dokonywane jest zgodnie z pkt. D.2. na wzorze stanowiącym załącznik nr 2 niniejszej IRiESD, przesłanym na adres CMC .

F.1.2. Proces zmiany sprzedawcy, o którym mowa w rozdziale D, rozpoczyna się od dnia otrzymania przez CMC od sprzedawcy powiadomienia, o którym mowa w pkt. F.1.1.

Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do informowania CMC o zmianach dokonanych w ww. umowach, w zakresie danych określonych w załączniku nr 2 IRiESD. Powiadomienia należy przesłać do CMC , z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem.

F.1.3. Dla umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych dotyczących nowego PPE lub nowego URD w danym PPE, sprzedawca zgłasza je do CMC za pośrednictwem powiadomienia o którym mowa w pkt. F.1.1. Weryfikacja powiadomienia następuje w okresie 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia przez CMC . W tym czasie CMC informuje sprzedawcę o wyniku weryfikacji. W przypadku weryfikacji pozytywnej następuje zabudowa układu pomiarowego lub podanie napięcia, a następnie CMC informuje sprzedawcę o dacie rozpoczęcia realizacji zgłoszonej przez niego umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.

F.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

F.2.1. CMC dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych, pod względem ich kompletności, zgodności z umowami o których mowa w pkt. A.4.3. oraz zgodności z zasadami opisanymi w IRiESD.

F.2.2. CMC przekazuje do sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji.

W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia, CMC przekazuje do URD informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.

Ponowne rozpatrzenie powiadomienia, w przypadku weryfikacji negatywnej o której mowa w pkt. D.2.8., wymaga zgłoszenia umowy zgodnie z pkt. F.1.1.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 110 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygnięcia reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD-Bilansowanie.
- H.2. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, telefaksową lub mailową) lub telefonicznie.
- H.3. Reklamacje powinny być przesyłane do CMC , na adres:
CMC Poland Spółka z o.o.
ul. Piłsudskiego 82
42-400 Zawiercie
- H.4. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do CMC powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu;
 - datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
 - zgłaszane żądanie;
 - dokumenty uzasadniające żądanie.
- Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. ppkt. a) - d) nie mogą być przyczyną odmowy rozpatrzenia reklamacji przez CMC .
- H.5. CMC rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:
- 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń,
 - 30 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.
- Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane w formie pisemnej.
- H.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez CMC zgodnie z pkt. H.5, 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 CMC z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:
- zakres nieuwzględnionego przez CMC żądania;
 - uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
 - dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem na adres wymieniony w pkt. H.3.
- H.7. CMC rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni od daty jego otrzymania. CMC 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. CMC przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.
- H.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy CMC , a podmiotem zgłaszającym żądanie, nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 111 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

postępowania reklamacyjnego, strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej CMC i podmiot składający reklamację.

- H.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.
- H.10. W przypadku URD posiadającego zawartą umowę kompleksową ze sprzedawcą, realizacja obowiązków w zakresie postępowania reklamacyjnego odbywać się będzie poprzez tego sprzedawcę.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 112 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

I. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

- I.1. CMC identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- I.2. Ograniczenia systemowe dzielimy na:
- ograniczenia elektrowniane,
 - ograniczenia sieciowe.
- I.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - działanie siły wyższej,
 - realizację polityki energetycznej państwa.
- I.4. CMC identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- I.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez CMC na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- I.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez CMC z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- I.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- I.8. CMC przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSD oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- I.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych CMC prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej, w szczególności przez:
- zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej;

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 113 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- I.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych CMC podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z innymi OSD.
- I.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, CMC podejmuje działania szczegółowo uregulowane w części ogólnej IRiESD rozdział IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 114 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		



CMC Poland Sp. z o.o.

42-400 Zawiercie, ul. Piłsudskiego 82

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 115 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

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

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BTHD	Bilans techniczno-handlowy dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
GUD	Generalna umowa dystrybucji
GUD-K	Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESD_p	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Operatora systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP-Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 116 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

fMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_{ZW}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórczy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
fMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
pMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
ORed	certyfikowany Obiekt Redukcji uczestniczący w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSD_p	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSD_n	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
PPE	Punkt Poboru Energii
P_{It}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:

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

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 117 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

gdzie: i – rząd harmonicznej

P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SOWE	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami
SPZ	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.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: i – rząd harmonicznej

U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

THFF	Współczynnik zakłóceń harmonicznych telefonii
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{BIL}	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_w	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_o	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none"> • URBS_D – odbiorca sieciowy • URBO_K – odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD _p
URD_n	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSD _n

URD_o	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_w	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 119 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węzle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegająca na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	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
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia.
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	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.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Data: 15 maja 2017 r.

Wersja 2.0

Strona 120 z 145

Zatwierdzono:

Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (pMDD)	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
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym dokonywany jest pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
Generalna umowa dystrybucji	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez OSD na rzecz sprzedawcy, w celu umożliwienia realizacji przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej z URD przyłączonych do sieci OSD, którzy posiadają z OSD zawartą umowę dystrybucyjną.
Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej na mocy której OSD zobowiązuje się wobec sprzedawcy do świadczenia usług dystrybucji na rzecz URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej OSD o napięciu do 1 kV, którym sprzedawca świadczy usługę kompleksową na podstawie umowy kompleksowej.
Główny punkt odbioru energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji i sieci, podzielone według następujących kryteriów: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110kV,

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 121 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

- b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,
- c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
- d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
- e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,
- 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.

Jednostka grafikowa

Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

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.

Miejsce dostarczenia

Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 122 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

	<p>przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.</p>
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	<p>Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.</p>
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	<p>Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.</p>
Miejsce przyłączenia	<p>Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.</p>
Mikroinstalacja	<p>Odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.</p>
Mikroźródło	<p>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.</p>
Moc dyspozycyjna	<p>Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.</p>
Moc osiągalna	<p>Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.</p>
Moc przyłączeniowa	<p>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.</p>
Moc umowna	<p>Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) umowie o świadczenie usług dystrybucji, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej mocy w okresie 15 minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo b) umowie o świadczenie dystrybucji energii elektrycznej zawieranej pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone z siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 123 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Należyta staranność	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.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcą – wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niebilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	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: <ul style="list-style-type: none"> 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.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 124 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	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.
Odbiorca w ORed	podmiot będący stroną umowy o świadczenie usług przesyłania lub umowy regulującej zasady świadczenia usług dystrybucji w danym ORed
Odlączenie od sieci	Trwale rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Data: 15 maja 2017 r.

Wersja 2.0

Strona 125 z 145

Zatwierdzono:

	rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	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 do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 126 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	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.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu usługę przesyłania lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	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.
Punkt Poboru Energii	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.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca uruchamianych urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Data: 15 maja 2017 r.

Wersja 2.0

Strona 127 z 145

Zatwierdzono:

Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Rynek detaliczny	Obszar sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez OSD, która nie jest objęta obszarem Rynku Bilansującego.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączenie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	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.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Uczestnik Rynku Bilansującego	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;
Uczestnik Rynku	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Data: 15 maja 2017 r.

Wersja 2.0

Strona 128 z 145

Zatwierdzono:

Detalicznego	sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Uczestnik Rynku Detalicznego w gospodarstwie domowym (URD w gospodarstwie domowym)	Podmiot dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu zużycia jej w gospodarstwie domowym, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD lub umowę kompleksową ze sprzedawcą posiadającym zawartą z OSD GUD-K.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energią.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych jakości energii elektrycznej.

Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (wMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w wMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.
Zabezpieczenia	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.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciovowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Data: 15 maja 2017 r.

Wersja 2.0

Strona 130 z 145

Zatwierdzono:

**Zarządzanie
ograniczeniami
systemowymi**

świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.

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.

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>		
<i>Data: 15 maja 2017 r.</i>	<i>Wersja 2.0</i>	<i>Strona 131 z 145</i>
<i>Zatwierdzono:</i>		

**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, z zastrzeżeniem pkt. II.3.1.4. – II.3.1.6. IRiESD. Istniejące jednostki wytwórcze muszą spełniać przedmiotowe wymagania techniczne po ich remoncie lub modernizacji oraz w innych przypadkach przewidzianych w niniejszej IRiESD.
- 1.2. CMC określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.
- 1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla CMC .
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. CMC decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Dla jednostek wytwórczych planowanych do przyłączenia 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 planowanych do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej zasilanej z tej samej co dany punkt przyłączenia stacji transformatorowej 110 kV/SN lub SN/nN.
- 1.6. Moc zwarciova w miejscu przyłączania, o której mowa w pkt. 1.5. wyznaczona jest dla minimalnej konfiguracji sieci dystrybucyjnej.
- 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 CMC 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. Wówczas kryterium określonego w pkt. 1.5. nie stosuje się.
- 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:
 - a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,

b) 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 mikroźródeł lub grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków.

- 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. CMC koordynuje pracę łączników, o których mowa w pkt.2.1. i pkt. 2.2. oraz decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy. Nie dotyczy to łączników współpracujących z mikroźródłami.
- 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 pkt. II.3.4 IRiESD oraz pkt. 3 niniejszego załącznika.

Wymagania pkt. 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł, 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-nadnapięciowe 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 zerowo-nadnapięciowe 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 urządzeniach pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.6. CMC decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- 3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
- łącznik określony w pkt.2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - łącznik określony w pkt.2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8. CMC ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.
- 3.10. 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 jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroźródłami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń dodatkowych wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.
- W przypadku podłączania mikroźródeł, 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 dobrane, 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,

- b) 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 CMC .
- 3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest farma wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
 - a) wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,
 - b) załączać farmę samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- 3.17. CMC może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa CMC w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na fazę 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 sieciowozbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna

ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.

- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy $95 \div 105$ % 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. CMC może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków CMC może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4. 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 CMC .
- 5.8. Wymagania pkt. 5 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł.

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 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 odchylenia $\pm 5\%$ 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 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 110 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 MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN**

CMC na swojej stronie internetowej zamieszcza kryteria oceny przyłączania 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**

Dodatkowe i szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez CMC 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.

Załącznik nr 2

**Formularz powiadomienia CMC przez sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o
zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej**

**FORMULARZ POWIADAMIANIA CMC O ZAWARTEJ
PRZEZ SPRZEDAWCĘ UMOWIE SPRZEDAŻY Z URD**

1. **Sprzedawca powiadamia CMC** o zawarciu umowy sprzedaży z URD poprzez wypełnienie poniższego formularza „Zgłoszenie zmiany sprzedawcy”.
2. Przekazany do **CMC** formularz, o którym mowa w ust. 1, powinien być podpisany przez osobę upoważnioną przez **Sprzedawcę**.
3. Wypełniony formularz powinien być przekazany przez Sprzedawcę w formie pisemnej na adres CMC oraz elektronicznie na adres e-mail CMC .

CMC

Sprzedawca

**ZGŁOSZENIE ZMIANY SPRZEDAWCY
SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ
DLA ODBIORCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZYŁĄCZONEGO DO SIECI
DYSTRYBUCYJNEJ**

Nr ZZS/...../...../.....

1. Dane Odbiorcy - URD:

<i>Imię / Nazwa podmiotu zgodna z KRS, wypisem z ewid. itp</i>					<i>Nazwisko / nazwa podmiotu cd</i>									
PESEL					NIP					REGON				
Dowód osobisty:					Seria		Numer				Dzień , miesiąc, rok wydania			
wydany przez:														

Kod URD

--

Adres stałego zameldowania/Adres podmiotu*

<i>Kod pocztowy</i>	<i>Pocztą</i>	<i>Miejscowość</i>
<i>Ulica</i>	<i>Numer domu</i>	<i>Nr lokalu</i> <i>Numer telefonu / Numer faksu</i>

Adres korespondencyjny *jak niżej* *jak wyżej*

<i>Kod pocztowy</i>	<i>Pocztą</i>	<i>Miejscowość</i>
<i>Ulica</i>	<i>Numer domu</i>	<i>Nr lokalu</i> <i>Numer telefonu / Numer faksu</i>

2. Dane punktu poboru energii elektrycznej PPE nr 1:**Nazwa:**

--

Określenie obiektu

Adres:

<i>Kod pocztowy</i>	<i>Miejscowość</i>
<i>Ulica</i>	<i>Numer obiektu lub działki</i> <i>Nr lokalu</i>

Grupa taryfowa:*

--

Planowana średnioroczna ilość energii w kWh

--

Numer ewidencyjny / Kod PPE punktu poboru (Odbiorcy)*:

--

Pozostałe punkty poboru energii elektrycznej wyszczególniono w Załączniku/Załącznikach nr

3. Dane dotychczasowego Sprzedawcy*jak niżej* *brak- pierwszy wybór sprzedawcy po przyłączeniu*

<i>Nazwa</i>

Oświadczam, że rozwiązanie umowy sprzedaży energii elektrycznej z dotychczasowym sprzedawcą nastąpi z dniem:

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Dzień, miesiąc, rok - ostatni dzień miesiąca obowiązywania dotychczasowej umowy sprzedaży energii elektrycznej

4. Odbiorca wnioskuje o przyjęcie do realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt 6, oraz:

- zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- aktualizację danych dotyczących sprzedawcy energii elektrycznej w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

5. Dane nowego Sprzedawcy:

Nazwa													
NIP						REGON							
Adres:													
Kod pocztowy				Poczta				Miejscowość					
Ulica						Numer domu		Nr lokalu		Numer telefonu			
Kod Identyfikacyjny Sprzedawcy													
Kod Identyfikacyjny UR													

6. Umowa Sprzedaży Energii Elektrycznej

Nr umowy sprzedaży				Dzień, miesiąc, rok zawarcia umowy			
Dzień, miesiąc, rok - rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej				nieokreślony <input type="checkbox"/> określony <input type="checkbox"/>			
				Okres obowiązywania umowy			
				Dzień, miesiąc, rok			

7. Oznaczenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe

Sprzedawca określony w pkt 5. jak niżej

Nazwa											
Kod Identyfikacyjny UR											

* w przypadku braku posiadania tych danych, pola nie wypełniać

.....
czytelny podpis Odbiorcy

.....
pieczęć i podpis nowego Sprzedawcy

.....
data

8. Sposób realizacji zgłoszenia (wypełnia CMC)

Zgłoszenie zostało zweryfikowane:

Pozytywnie w zakresie punktów poboru energii elektrycznej PPE nr

.....

.....

.....

Negatywnie w zakresie punktów poboru energii elektrycznej PPE nr

.....

.....

.....

Uzasadnienie negatywnej weryfikacji:

.....
Podpis przedstawiciela CMC .

.....
Data weryfikacji

Załącznik nr 3

KARTA AKTUALIZACJI (WZÓR)

Karta aktualizacji nr Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

1. Data wejścia w życie aktualizacji:

2. Przedmiot aktualizacji:

A

B.....

3. Przyczyny aktualizacji

A

B.....

4. Zakres aktualizacji:

A

B.....

5. Specyfikacja zmian:

Nr punktu	Dotychczasowe brzmienie punktu	Nowe brzmienie punktu