



PGE Dystrybucja S.A.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

*zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4
z dnia 10 września 2013r.*

Tekst obowiązujący od dnia: 1 października 2013r.

*Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
została przyjęta przez Zarząd PGE DYSTRYBUCJA S.A.*

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	<i>Strona 2 / 201</i>
<i>zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4</i>	<i>Data obowiązywania od: 1 października 2013r.</i>

SPIS TREŚCI

I.	KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	7
I.1.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	7
I.2.	CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	12
I.3.	CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ PGE DYSTRYBUCJA S.A.....	13
I.4.	OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO.....	14
II.	PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A.....	16
II.1.	ZASADY PRZYŁĄCZANIA	16
II.2.	ZASADY WZAJEMNEGO POŁĄCZENIA SIECI DYSTRYBUCYJNYCH RÓŻNYCH OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH.....	22
II.3.	ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	23
II.4.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO- ROZLICZENIOWYCH.....	25
II.5.	DANE PRZEKAZYWANE DO PGE DYSTRYBUCJA S.A. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	56
II.6.	ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ.....	61
III.	EKSPLLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	63
III.1.	PRZEPISY OGÓLNE.....	63
III.2.	PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI	64
III.3.	PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI.....	65
III.4.	UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH.....	65
III.5.	DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA	66
III.6.	REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH.....	67
III.7.	WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH.....	67
III.8.	OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO	68
III.9.	OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA.....	69
III.10.	PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH	69
III.11.	WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC.....	69
IV.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	70
IV.1.	BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE	70
IV.2.	BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	71
IV.3.	WPROWADZANIE PRZERW I OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	72

V.	WSPÓŁPRACA PGE DYSTRYBUCJA S.A. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU.....	79
VI.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	82
VI.1.	OBOWIAZKI PGE DYSTRYBUCJA S.A.....	82
VI.2.	STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH PGE DYSTRYBUCJA S.A.....	83
VI.3.	PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	85
VI.4.	PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	85
VI.5.	UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	86
VI.6.	PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	87
VI.7.	PROGRAMY ŁĄCZENIOWE.....	88
VI.8.	ZASADY DYSPONOWANIA MOCĄ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	89
VI.9.	DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO PGE DYSTRYBUCJA S.A.....	90
VI.10.	ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.....	91
VII.	STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A.	94
VIII.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU.....	95
VIII.1.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	95
VIII.2.	WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	97
VIII.3.	DOPUSZCZALNE POZIOMO ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	98
VIII.4.	STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	101

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO	103
A. POSTANOWIENIA WSTĘPNE	104
A.1. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE.....	104
A.2. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY	105
A.3. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO I DETALICZNEGO	106
A.4. WARUNKI REALIZACJI UMÓW SPRZEDAŻY LUB UMÓW KOMPLEKSOWYCH I UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA	108
A.5. ZASADY KONFIGURACJI PODMIOTOWEJ I OBIEKTOWEJ RYNKU DETALICZNEGO ORAZ NADAWANIA KODÓW IDENTYFIKACYJNYCH.....	112
A.6. ZASADY WSPÓŁPRACY OSD _N Z OSD _P W ZAKRESIE PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH DLA POTRZEB ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM	114
A.7. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB ŚWIADCZENIA REZERWOWEJ USŁUGI KOMPLEKSOWEJ	116
B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD	120
C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH.....	122
C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH	122
C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA SM ^{MDD} SPRZEDAWCY MACIERZYSTEGO	125
D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH.....	130
D.1. WYMAGANIA OGÓLNE	130
D.2. ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH.....	131
D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo	133
E. ZASADY BILANSOWANIA HANDLOWEGO W OBSZARZE RYNKU DETALICZNEGO	137
F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW.....	140
G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA	142
H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE.....	150
SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI	152
I. OZNACZENIA SKRÓTÓW	153
II. POJĘCIA I DEFINICJE.....	156

Załączniki:

Załącznik nr 1	Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych jak i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.	Str. 169
Załącznik nr 2	Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez PGE Dystrybucja S.A.	Str. 185
Załącznik nr 3	Zawartość formularza powiadomienia PGE Dystrybucja S.A. przez Sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej .	Str. 193
Załącznik nr 4	Lista kodów, którymi PGE Dystrybucja S.A. informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych	Str. 194
Załącznik nr 5	Zasięg terytorialny poszczególnych Oddziałów PGE Dystrybucja S.A.	Str. 195
Załącznik nr 6	Karta aktualizacji	Str. 201

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.1. PGE Dystrybucja Spółka Akcyjna (zwana dalej PGE Dystrybucja S.A.) jako Operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.1.2. PGE Dystrybucja S.A. jako Operator systemu dystrybucyjnego posiadającego bezpośrednie połączenie z sieciami przesyłowymi (Operator systemu dystrybucyjnego typu OSDp) prowadzi ruch, eksploatację i 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 PGE Dystrybucja S.A.”), zgodnie z niniejszą IRiESD.
- I.1.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności wymagania:
- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
 - ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 1998 r., nr 21 poz. 94 z późniejszymi zmianami),
 - Decyzji z dnia 31 sierpnia 2010 roku znak DPE-4711-18(3)/19029/2010/MW Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Spółkę PGE Dystrybucja S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
 - Decyzji z dnia 31 sierpnia 2010 roku znak DEE/42D/19029/W/2/2010/BT udzielającej Spółce PGE Dystrybucja S.A. koncesji na dystrybucję energii elektrycznej,
 - określone w opracowanej przez Operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
 - ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623 z późniejszymi zmianami).
- I.1.4. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez PGE Dystrybucja S.A. instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, Program Zgodności, ”Wytyczne do budowy systemów elektroenergetycznych w PGE Dystrybucja S.A.”.
- I.1.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych PGE Dystrybucja S.A. przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, a także bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi w sieci PGE Dystrybucja S.A. w szczególności dotyczące:
- przylączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 7 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji,
- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu,
- 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania,
- 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- 9) zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

I.1.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny PGE Dystrybucja S.A. niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- 1) Operatora systemu dystrybucyjnego - PGE Dystrybucja S.A.,
- 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- 4) przedsiębiorstwa obrotu,
- 5) sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- 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,
- 3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 8 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,
- 5) wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

I.1.8. Zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, Operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
- 2) eksploatację, konserwację i modernizację sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
- 6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
- 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
- 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
- 10) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 9 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
- b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
 - c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESD,
 - d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
 - e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w IRiESD,
 - f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania Operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej;
 - 11) 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,
 - 12) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
 - 13) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
 - 14) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV,
 - 15) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 10 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- I.1.9. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez Operatora systemu przesyłowego, w sposób zapewniający bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego i równe traktowanie stron.
- I.1.10. PGE Dystrybucja S.A. ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań zgodnie z obowiązującym prawem.
- I.1.11. PGE Dystrybucja S.A. nie ponosi odpowiedzialności za skutki działań lub skutki zaniechania działań innych operatorów systemów elektroenergetycznych.
- I.1.12. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
 - 2) rozwiązanie z PGE Dystrybucja S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.1.13. PGE Dystrybucja S.A. udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.1.14. IRiESD jak również wszelkie zmiany IRiESD podlegają zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- I.1.15. IRiESD oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w decyzji zatwierdzającej IRiESD lub jej zmiany.
- I.1.16. Data wejścia w życie IRiESD lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.17. W zależności od potrzeb, PGE Dystrybucja S.A. przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.1.18. Zmiana IRiESD przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESD albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESD.
- I.1.19. Każda zmiana IRiESD jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.20. 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.1.21. Proces wprowadzania zmian IRiESD jest przeprowadzany według następującego trybu:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 11 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- a) PGE Dystrybucja S.A. 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, PGE Dystrybucja S.A. publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.22. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni kalendarzowych od daty opublikowania projektu nowej IRiESD albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.23. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje PGE Dystrybucja S.A.:
- 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,
 - d) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.
- I.1.24. IRiESD albo Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Prezesa URE oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, PGE Dystrybucja S.A. publikuje na swojej stronie internetowej.
- Zatwierdzoną przez Prezesa URE IRiESD albo Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESD, PGE Dystrybucja S.A. publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- I.1.25. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A. lub korzystający z usług świadczonych przez PGE Dystrybucja S.A., są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESD zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i ogłoszonej w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 12 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

I.2.2. PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ PGE DYSTRYBUCJA S.A.

I.3.1. Usługa dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

- a) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania,
- b) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

I.3.2. PGE Dystrybucja S.A. świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:

- a) 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,
- b) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców,
- c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
- d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,
- f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
- g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
- h) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 13 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 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. PGE Dystrybucja S.A. ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia; we wzorze wniosku dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
- 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 PGE Dystrybucja S.A. do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- I.4.1. PGE Dystrybucja S.A. świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku PGE Dystrybucja S.A. opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z punktem V.12. niniejszej instrukcji.
- I.4.3. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje i zapewnia realizację programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu, zwanego programem zgodności.
- I.4.4. PGE Dystrybucja S.A. stosuje standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu określone w obowiązujących przepisach. W szczególności PGE Dystrybucja S.A. 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 14 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- c) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w 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 PGE Dystrybucja S.A.,
- 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 PGE Dystrybucja S.A.,
- g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych 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 lub które określono w umowie.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 15 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A.

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez PGE Dystrybucja S.A.

II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. obejmuje:

- 1) pozyskanie przez podmiot od PGE Dystrybucja S.A. wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 2) złożenie przez podmiot u PGE Dystrybucja S.A. wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez PGE Dystrybucja S.A.,
- 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez PGE Dystrybucja S.A. we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
- 4) PGE Dystrybucja S.A. dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
- 5) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, PGE Dystrybucja S.A. informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w punktach 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, PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie zwraca zaliczkę,
- 7) PGE Dystrybucja S.A. 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). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 8h) ustawy Prawo energetyczne. Potwierdzenie pisemne PGE Dystrybucja S.A. przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia lub doręcza osobiście,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 16 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. 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. PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wnioski o określenie warunków przyłączenia.

II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa oraz udostępnia PGE Dystrybucja S.A. Wniosek dostępny jest: na stronie internetowej www.pgedystrybucja.pl, w siedzibach Oddziałów i Rejonów Spółki.

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. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej zawierają zakres informacji nie mniejszy niż we wzorach wniosków określonych przez OSP.

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, wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 17 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,

- d) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
- e) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
- f) pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu,
- g) bilans mocy dla obiektów wielolokalowych zgodnie z załączonym do wniosku szablonem.

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa PGE Dystrybucja S.A. W przypadku przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej oraz połączeń krajowych i międzynarodowych na napięciu 110 kV zakres i warunki wykonania ekspertyzy podlegają uzgodnieniu z OSP.

Koszty 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., określa PGE Dystrybucja S.A., które zawierają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj przyłącza,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) 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 oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 18 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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,
- b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
- c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
- d) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
- e) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,

14) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażeń w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,

15) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych.

II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia.

II.1.10. PGE Dystrybucja S.A. wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- 1) 30 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
- 2) 150 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.

II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie PGE Dystrybucja S.A. do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

II.1.12. Wraz z określonymi przez PGE Dystrybucja S.A. warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

II.1.13. Warunki przyłączenia dla urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV, wymagają uzgodnienia z OSP.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 19 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej nie będące operatorem oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych, których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi (zwanymi dalej „OSDn”), przed określeniem warunków przyłączenia dla podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej uzgadniają je z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci są przyłączeni.

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

II.1.14. Uzgodnienie, o którym mowa w pkt. II.1.7. i II.1.13 obejmuje:

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

W zakresie uzgodnień z OSP mają zastosowanie zapisy IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – pkt. 2.2.1.4. Uzgadnianie warunków przyłączenia do sieci oraz zakresu i warunków wykonania ekspertyzy.

II.1.15. Uzgodnienie warunków przyłączenia, o którym mowa w pkt. II.1.7. i II.1.13 jest realizowane po przekazaniu przez PGE Dystrybucja S.A. do Operatora systemu przesyłowego, projektu tych warunków wraz z dokumentami określonymi w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – pkt. 2.2.1.4. Uzgadnianie warunków przyłączenia do sieci oraz zakresu i warunków wykonania ekspertyzy.

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

II.1.17. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. i instalacji podmiotu przyłączanego,
- 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- 8) warunki udostępnienia PGE Dystrybucja S.A. nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 20 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 9) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - 10) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - 11) moc przyłączeniową,
 - 12) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z PGE Dystrybucja S.A.,
 - 13) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - 14) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.18. PGE Dystrybucja S.A. ma prawo do kontroli przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci, układów pomiarowych i układów pomiarowo-rozliczeniowych w zakresie spełnienia wymagań zawartych w umowach oraz określonych w warunkach przyłączenia stanowiących element umowy.
- II.1.19. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.18, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.20. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A. są regulowane postanowieniami umów. Połączenia międzysystemowe na napięciu 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP wyłącznie w układach wydzielonych, poprzez wyodrębnienie jednostek wytwórczych lub obszarów sieci dystrybucyjnej. Współpraca na tych połączeniach odbywa się według zasad uzgodnionych pomiędzy właściwymi operatorami systemu.
- II.1.21. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.22. Podmioty zaliczone do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt.V.9, podlegającą uzgodnieniu z PGE Dystrybucja S.A. przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.23. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.24. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., wskazane przez PGE Dystrybucja S.A. podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują PGE Dystrybucja S.A. dane określone w art. 16 ust. 3a ustawy Prawo energetyczne.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 21 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.1.25. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy:

- osiągalnej 5 MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., są zobowiązani do dokonania zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych lub zgłoszenia zmiany w zakresie zarejestrowanych danych do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez Operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP - Korzystanie (pkt. 4.3.14.4.). Obowiązkiem wytwórcy jest informowanie PGE Dystrybucja S.A. o zgłoszeniach,
- osiągalnej równej 5 MW i wyżej, ale niższej niż 50 MW przyłączeni do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., są zobowiązani do dokonania zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych lub zgłoszenia zmiany w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z zapisami IRiESP – Korzystanie (pkt. 4.3.14.5). Obowiązkiem PGE Dystrybucja S.A. jest przekazanie kopii zgłoszenia do właściwej obszarowej OSP.

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

II.2.1. Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych OSD są regulowane umowami i uzgadniane z operatorem systemu przesyłowego, w zakresie dotyczącym koordynowanej sieci 110 kV.

II.2.2. Umowa, o której mowa w pkt. II.2.1, w zakresie połączenia sieci różnych operatorów systemów OSD powinna określać w szczególności:

- 1) strony zawierające umowę,
- 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
- 3) termin realizacji przyłączenia,
- 4) wysokość opłaty za przyłączenie i zasady rozliczeń,
- 5) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia,
- 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
- 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- 8) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony,
- 9) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłączenia,
- 10) miejsce rozgraniczenia praw własności przyłączanych sieci,
- 11) wykaz osób lub komórek organizacyjnych upoważnionych przez strony do koordynacji prac wynikających z umowy,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 22 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

12) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,

13) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

- 1) moc przyłączeniową,
- 2) miejsca przyłączenia sieci różnych operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 3) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 4) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- 5) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączenia w punktach przyłączenia sieci u obydwu operatorów,
- 6) miejsce zainstalowania i warunki współpracy EAZ,
- 7) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
- 8) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
- 9) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.

II.2.4. Informacje, o których mowa w pkt. II.2.2.5), dotyczą w szczególności wpływu przyłączania nowych podmiotów do sieci lub zmiany warunków przyłączenia na pracę sieci innych OSD. Związane to jest ze zmianą:

- 1) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach łączących sieci różnych operatorów,
- 2) poziomu mocy i prądów zwarciovych,
- 3) pewności dostaw energii elektrycznej,
- 4) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.

II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w pkt. II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego przyłączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.

II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w pkt. II.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.

II.3. ZASADY ODŁĄCZANIA, WSTRZYMYWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

II.3.1. Zasady odłączania

II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. określone w niniejszym rozdziale obowiązują PGE Dystrybucja S.A. oraz podmioty odłączane.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 23 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- II.3.1.2. PGE Dystrybucja S.A. może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w następujących przypadkach:
- a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - b) przyczynę odłączenia,
 - c) proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. PGE Dystrybucja S.A. ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez PGE Dystrybucja S.A. o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni kalendarzowych od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu PGE Dystrybucja S.A. informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci, o których mowa w pkt. II.3.1.9.
- II.3.1.5. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. uzgadnia z PGE Dystrybucja S.A. tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. PGE Dystrybucja S.A. uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego i sąsiednimi OSD tryb odłączenia podmiotu w zakresie, w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.3.1.7. PGE Dystrybucja S.A. uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, o których mowa w pkt. II.1.15.
- II.3.1.8. W uzasadnionych przypadkach, PGE Dystrybucja S.A. sporządza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., określające w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - b) termin odłączenia,
 - c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony PGE Dystrybucja S.A. za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - d) sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 24 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,

- e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. odbywa się na zasadach określonych w pkt.II.1.

II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

II.3.2.1. PGE Dystrybucja S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w pkt.II.1.18, PGE Dystrybucja S.A. stwierdzi, że:

- a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
- b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej.

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

II.3.2.2. PGE Dystrybucja S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.

II.3.2.3. PGE Dystrybucja S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy podmiot nie dostosował urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia zasilania, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie.

II.3.2.4. PGE Dystrybucja S.A. bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt.II.3.2.1. oraz pkt.II.3.2.3., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.

II. 4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

II.4.1. Wymagania ogólne

II.4.1.1. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych lub przyłączanych (ubiegających się o przyłączenie) do sieci dystrybucyjnych

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 25 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

PGE Dystrybucja S.A., muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

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

II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt.II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. 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.4.1.5. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESD urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji dotyczącej wymagań technicznych, której zakres obejmuje również urządzenia, instalacje lub sieci nie spełniające wymagań.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 26 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- II.4.1.6. Jeżeli ograniczenia techniczne, w tym zastosowana technologia urządzeń, instalacji lub sieci, pomimo planowanej do przeprowadzenia modernizacji uniemożliwia spełnienie wymagań technicznych, o których mowa w IRiESD, wówczas podmiot posiadający ww. urządzenia, instalacje lub sieci, na etapie opracowywania założeń do planowanej modernizacji przekazuje OSD opinię o braku możliwości spełniania tych wymagań. Jeżeli OSD zgłosi uzasadnione wątpliwości dotyczące ww. opinii wówczas podmiot przedkładający tę opinię ma obowiązek przedłożyć OSD opinię w tym zakresie sporządzoną przez niezależną firmę ekspercką.

Postanowienia tego punktu nie dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

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

- II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.
- II.4.2.2. PGE Dystrybucja S.A. określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nastawienia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w koordynowanej sieci 110 kV są obliczane przez Operatora systemu przesyłowego lub PGE Dystrybucja S.A. w uzgodnieniu z OSP.
- II.4.2.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci 110 kV, SN i nN, określone są w pkt.II.4.5.

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.4.3.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, są określone przez Operatora systemu przesyłowego w IRiESP.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w pkt. II.4.3.1 są ustalane pomiędzy wytwórcą, a PGE Dystrybucja S.A., z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.
- II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt. II.4.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- a) układów wzbudzenia,
 - b) układów regulacji napięcia,
 - c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 27 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
- e) urządzeń regulacji pierwotnej,
- f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
- g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
- h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
- i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
- j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

II.4.3.4. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 110 kV, SN i nN, określone są w pkt.II.4.5.

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

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

II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich oraz realizacja połączeń międzysystemowych winny odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt.II.1.

II.4.4.3. PGE Dystrybucja S.A. może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt.II.4.4.2.

II.4.4.4. Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt.II.4.2 oraz II.4.3.

II.4.4.5. Połączenia międzysystemowe, linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt.II.4.7.

II.4.4.6. W uzasadnionych przypadkach PGE Dystrybucja S.A. może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich oraz połączeń międzysystemowych.

II.4.4.7. PGE Dystrybucja S.A. na zasadach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej np. spowodować pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, pogorszenia niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 28 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.4.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.4.5.1. Wymagania ogólne

II.4.5.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach podmiotów przyłączanych - nowobudowanych i przyłączonych modernizowanych.

II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez PGE Dystrybucja S.A. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez PGE Dystrybucja S.A.

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

II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy, oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

II.4.5.1.5. PGE Dystrybucja S.A. określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.1.6. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych, w tym OSDn. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.4.5.1.8. Nastawy EAZ, powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączania zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących 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.4.5.1.9. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 29 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- II.4.5.1.10. 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.4.5.1.11. 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.
- II.4.5.1.12. 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.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15. 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 zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. 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 pola SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pola SN transformatorów zasilających, pola transformatorów potrzeb własnych oraz pola linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.
- II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:
- Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
- 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,
- Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.
- II.4.5.1.18. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 30 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.

II.4.5.2. Wymagania dla sieci 110 kV

II.4.5.2.1. Wymagania ogólne

- II.4.5.2.1.1. Nastawienia EAZ w koordynowanej sieci 110 kV są koordynowane przez OSP.
- II.4.5.2.1.2. Zabezpieczenia linii 110 kV działają na wyłączenie zgodnie z realizowaną funkcją i z zadany programem pracy.
- II.4.5.2.1.3. W razie potrzeby dopuszcza się stosowanie automatyki SPZ-u 1-fazowego w układach linii 110 kV.

II.4.5.2.2. Wymagania szczegółowe dla linii 110 kV

II.4.5.2.2.1. 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.4.5.2.2.2. Linie pracujące w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 31 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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

II.4.5.2.2.4. Linie łączące rozdzielnie KSE wyłącznie z GPO wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe,
- 2) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione wyposażone w dodatkową funkcję zabezpieczenia ziemnozwarciowego prądowego, kierunkowego,
- 3) blokadę przed podaniem napięcia od strony jednostki wytwórczej,
- 4) zabezpieczenia odległościowe i ziemnozwarciowe należy wyposażyć w funkcję echa lub inną umożliwiającą jednoczesne dwustronne wyłączenie linii niezależnie od wartości mocy generowanej przez jednostkę wytwórczą. Funkcja ta powinna realizować warunki:
 - a) odbiór sygnału z zabezpieczenia na drugim końcu linii,
 - b) brak pobudzenia członów pomiarowych w kierunku „do przodu” i „do tyłu”,
 - c) napięcie składowej $3U_0$ powyżej wartości nastawionej (dotyczy zabezpieczeń ziemnozwarciowych),
- 5) układ przesyłania impulsów bezwarunkowego wyłączenia na przeciwny koniec linii z wykorzystaniem niezależnych łącz.

II.4.5.2.3. Inne rozwiązania dotyczące EAZ po stronie 110 kV w GPO

II.4.5.2.3.1. Jeśli GPO sąsiaduje terenowo ze stacją PGE Dystrybucja S.A., dopuszcza się potraktowanie ich połączenia jako wyprowadzenia z transformatora i zastosowanie zabezpieczeń jak w pkt. II.4.5.3.1.

II.4.5.2.3.2. Jeśli GPO jest podłączony w ten sposób, że przez linie utworzona została gwiazda sieciowa, to w układzie takim jako podstawowe należy zastosować wielostronne zabezpieczenia odcinkowe.

II.4.5.2.3.3. Jeśli w GPO po stronie 110 kV jest zainstalowany tylko jeden wyłącznik, to należy zapewnić przekazywanie sygnału od LRW na przeciwny koniec linii lub innego połączenia z systemem elektroenergetycznym.

II.4.5.2.4. Wymagania szczegółowe dla szyn zbiorczych

II.4.5.2.4.1. Szyny zbiorcze rozdzielni oraz stacji o górnym napięciu 110 kV należy wyposażyć w zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

II.4.5.2.4.2. W stacjach uproszczonych typu „H”, do których nie jest podłączony GPO, dopuszcza się możliwość rozwiązania zabezpieczenia szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 32 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.4.5.2.5. Wymagania szczegółowe dla Lokalnej Rezerwy Wyłącznikowej

II.4.5.2.5.1. Rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy lokalnego rezerwowania wyłączników (LRW). Dopuszcza się stosowanie układu zabezpieczenia szyn zintegrowanego z układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.2.5.2. Do kontroli wyłączenia się wyłącznika dla celów LRW należy stosować kryterium prądowe i wyłącznikowe przy wykorzystaniu dwóch styków pomocniczych bezpośrednio z wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach tylko jednego z ww. kryteriów.

II.4.5.2.5.3. Wyłączenie odpowiedniego systemu lub sekcji szyn, powinno być poprzedzone dodatkowym impulsem wyłączającym z elementu układu LRW przypisanego polu, w którym nastąpiło zawiedzenie wyłącznika.

II.4.5.2.6. Wymagania szczegółowe dla łączników szyn

II.4.5.2.6.1. 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 (rezerwacja pól odpływowych, transformatorowych i blokowych) przy użyciu pola łącznika szyn.

II.4.5.2.6.2. Łączniki szyn w innych stacjach niż systemowe, jeśli w skład ich wyposażenia wchodzi wyłącznik, można wyposażać w EAZ stosownie do funkcji i ważności.

II.4.5.3. **Wymagania dla transformatorów**

II.4.5.3.1. 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 zwarciowe, 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, gazowo-podmuchowe przełącznika zaczeń oraz inne przewidziane przez producenta.

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis punktu II.4.5.1.10.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 33 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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.

Dla transformatorów pracujących z uziemionym punktem neutralnym strony 110 kV zaleca się stosowanie zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego, działającego w oparciu o pomiar prądu płynącego przez punkt neutralny.

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. W pozostałych układach sieci SN ww. zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych może działać na sygnalizację.

II.4.5.3.2. Transformatory SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów.

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

II.4.5.4. Wymagania dla sieci SN

II.4.5.4.1. Wymagania ogólne

II.4.5.4.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor i tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci), oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.4.5.4.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 34 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.4.5.4.1.3. 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.4.5.4.1.4. 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.4.5.4.1.5. 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.4.5.4.1.6. 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.4.5.4.2. Wymagania dla linii SN

II.4.5.4.2.1. 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 zwarciovowe,
- 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 35 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania 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,
- 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tą funkcję – jeśli PGE Dystrybucja S.A. tego wymaga.

II.4.5.4.2.2. 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 wyłączania 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 podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola,

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 36 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.4.5.4.2.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciowe 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.4.5.4.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.4.5.4.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

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

II.4.5.4.3.2. 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.4.5.4.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 37 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.4.5.4.3.4. 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 określa OSD:

- 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.

II.4.5.4.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.4.4.1. 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 zwarc wewnątrznych,
- 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.

II.4.5.4.4.2. Każde wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.4.5.4.5. Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.4.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

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

II.4.5.4.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.4.6.1. 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 powinny 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 38 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

wyposażać w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.4.5.4.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.4.7.1. 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 należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z PGE Dystrybucja S.A.,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta powinna odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta powinna 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.

II.4.5.4.7.2. 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.4.5.5. **Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ**

II.4.5.5.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.4.5.5.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.4.5.5.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 39 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
 - 3) zabezpieczenie od pracy niepełnofazowej.
- II.4.5.5.4. PGE Dystrybucja S.A. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.
- II.4.5.5.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z PGE Dystrybucja S.A lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t = f(U)$ podaną w Załączniku nr 1 pkt. 8.6.1.
- II.4.5.5.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN
- II.4.5.5.6.1 Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.4.5.5.6.2 Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.4.5.5.6.3 Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA mogą samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.4.5.5.6.4 Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe zwłoczne,
 - 2) nadprądowe zwarciove,
 - 3) nad- i podnapięciowe,
 - 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
 - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.
- II.4.5.5.6.5 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.4.5.5.6.6 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.
- II.4.5.5.6.7 Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 40 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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.4.5.5.6.8 Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.4.5.5.6.9 Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.5.1. do II.4.5.5.3. oraz od II.4.5.5.6.1. do II.4.5.5.6.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.6. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.4.5.6.1. PGE Dystrybucja S.A. 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.4.5.6.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego

PGE Dystrybucja S.A., a tym samym utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z PGE Dystrybucja S.A. 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.4.5.6.3. PGE Dystrybucja S.A. 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.4.5.6.4. 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.4.5.6.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. podlegają im również urządzenia EAZ.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 41 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu wspomagania prowadzenia ruchu i sterowania pracą sieci dystrybucyjnej (SCADA) i systemu telemechaniki

- II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują PGE Dystrybucja S.A. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej – w obiektach modernizowanych i podmioty przyłączane do sieci dystrybucyjnej w obiektach nowobudowanych.
- II.4.6.2. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje. Należy dążyć do wyposażenia w układy telemechaniki stacji elektroenergetycznych z obsługą.
- II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:
- a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
 - b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączы 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 powinno być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
 - e) wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich powinny posiadać 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 rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.
- II.4.6.4. Rozdzielnie 110 kV powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:
- a) telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 42 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych;
 - b) telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową;
 - c) telemetrię:
 - pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.5. Rozdzielnie 110 kV podmiotów zewnętrznych powinny transmitować do dyspozycji prowadzącej ruch sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. co najmniej następujące informacje:
- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110 kV,
 - b) zbiorczą sygnalizację awaryjną, sygnalizację awaryjną potrzeb własnych prądu stałego,
 - c) zbiorczą sygnalizację zadziałania i uszkodzenia zabezpieczeń,
 - d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 43 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową;

c) telemetrię:

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

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

II.4.6.8. Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

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

II.4.7.1. Wymagania ogólne

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

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD 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 z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD, przy czym dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, podlega weryfikacji przez OSD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G.1. niniejszej IRiESD, dla których PGE Dystrybucja S.A. może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 44 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie zgodnie z obowiązującymi normami, 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 PGE Dystrybucja S.A. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami, przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

II.4.7.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.4.7.1.4. 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 potwierdzanie przez PGE Dystrybucja S.A. ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Na wniosek odbiorcy, za zgodą PGE Dystrybucja S.A. dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy przyłączeniowej do 200 kW. Zgoda PGE Dystrybucja S.A. uwarunkowana jest m.in. zastosowaniem układu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 45 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

kompensacji strat jałowych transformatora oraz akceptacją przez odbiorcę doliczenia określonej w umowie ilości strat mocy i energii elektrycznej.

- II.4.7.1.5. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.
- II.4.7.1.6. PGE Dystrybucja S.A. wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR z uwzględnieniem postanowień IRiESP, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.
- II.4.7.1.7. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.7.1.8. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:
- 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,
 - kat. A2 – układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci nie mniejszej niż 1 MVA i nie większej niż 30 MVA (wyłącznie),
 - 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,
 - kat. B1 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
 - kat. B2 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
 - kat. B3 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
 - kat. B4 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie),

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 46 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- h) kat. B5 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh (wyłącznie),
- i) kat. C1 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
- j) kat. C2 – układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy umownej podmiotu, o ile ta moc jest znana. W przeciwnym przypadku uwzględnia się moc przyłączeniową.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków, o których mowa w pkt. II.4.7.1.1. a) i b).

II.4.7.1.9. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

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

II.4.7.1.10. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

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

Wymagania co do szybkości, częstości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 47 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.4.7.1.11. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

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

Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo-kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego. W tym przypadku jako układ pomiarowo kontrolny należy rozumieć licznik energii elektrycznej.

II.4.7.1.12. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia.

II.4.7.1.13. W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A1, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego.

W przypadku układów pomiarowych zaliczanych do kat. A2, A3, B1, B2, B3, B4, B5, C2, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

- a) 20-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
- b) 5-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
- c) 1-120% prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

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

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

II.4.7.1.15. 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 przekładników prądowych o współczynniku $FS > 5$, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

II.4.7.1.16. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 48 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

- II.4.7.1.17. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub PGE Dystrybucja S.A. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.18. W przypadku zmiany charakteru odbioru, PGE Dystrybucja S.A. może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESD.
- II.4.7.1.19 Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub PGE Dystrybucja S.A. (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.4.7.1.20 W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.4.7.1.21 W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i PGE Dystrybucja S.A.
- II.4.7.1.22 PGE Dystrybucja S.A. dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w ciągu 14 dni kalendarzowych od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż PGE Dystrybucja S.A., to podmiot ten ma obowiązek przekazania PGE Dystrybucja S.A. zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po demontażu.
- II.4.7.1.23 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.4.7.1.24 PGE Dystrybucja S.A. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.25 Jeżeli PGE Dystrybucja S.A. nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60 dnia kalendarzowego, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.26 W ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 49 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. PGE Dystrybucja S.A. umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

- II.4.7.1.27 Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.26. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.28 W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD.
- II.4.7.1.29 W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.23. i II.4.7.1.27., a PGE Dystrybucja S.A. 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.4.7.1.30 W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem, wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.31 W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, PGE Dystrybucja S.A. wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.4.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

- II.4.7.2.1. 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 PGE Dystrybucja S.A.
- II.4.7.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
 - a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 50 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR PGE Dystrybucja S.A.

II.4.7.2.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:

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

II.4.7.2.4. 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.4.7.2.1.,
- b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.4.7.2.2.

II.4.7.2.5. 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 kalendarzowych,
- c) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.2.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR PGE Dystrybucja S.A., w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

II.4.7.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

II.4.7.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B

II.4.7.3.1. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 51 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,

- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. nie częściej niż 4 razy na dobę,
- h) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych, przy czym dopuszcza się wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych na serwer ftp, dedykowane platformy wymiany danych lub za pomocą poczty elektronicznej),
- i) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii elektrycznej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 52 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
- h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

II.4.7.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 53 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.3.5. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii elektrycznej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. nie częściej niż raz na dobę z zachowaniem kompletności danych pomiarowych oraz wymaganej terminowości,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C

II.4.7.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 54 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- b) PGE Dystrybucja S.A. w przypadkach zbierania danych pomiarowych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub ekonomicznymi może zdecydować o konieczności:
- realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni kalendarzowych,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A.,
 - pomiaru mocy i energii biernej.

II.4.7.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

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

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

II.4.8.1. PGE Dystrybucja S.A. odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP.

II.4.8.2. 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 PGE Dystrybucja S.A. również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 55 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- II.4.8.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP.

II.5. DANE PRZEKAZYWANE DO PGE DYSTRYBUCJA S.A. PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

II.5.1. Zakres danych

- II.5.1.1. Dane przekazywane do PGE Dystrybucja S.A. przez podmioty przyłączone i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

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

II.5.2. Dane opisujące stan istniejący

- II.5.2.1. Wytwórcy przekazują do PGE Dystrybucja S.A. następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

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

- II.5.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez PGE Dystrybucja S.A., odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do PGE Dystrybucja S.A. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 56 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.5.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,
- b) rodzaj i schemat stacji,
- c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- g) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”,
- h) układ normalny pracy.

II.5.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

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

II.5.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

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

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) sprawność przemiany energetycznej,
- c) wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne jednostek wytwórczych,
- d) produkcję energii elektrycznej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 57 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- e) wskaźniki odstawień awaryjnych,
- f) parametry jakościowe paliwa (QAS) wraz z jego zużyciem,
- g) emisje zanieczyszczeń SO_2 , NO_x , pyły i CO_2 ,
- h) stosowane instalacje ochrony środowiska (wraz z ich sprawnością),
- i) informacje o charakterze sensytywnym (dotyczy wytwórców posiadających 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,
- 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 58 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- x) statyzm turbiny,
- y) reaktancję podprzejściową 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.5.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A.

II.5.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez PGE Dystrybucja S.A.

II.5.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. 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 wymianie międzysystemowej,
- d) informacje o projektach zarządzania popytem,
- e) inne dane w zakresie uzgodnionym przez PGE Dystrybucja S.A. i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

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

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

II.5.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez PGE Dystrybucja S.A., odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do PGE Dystrybucja S.A. następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt.II.5.3.1:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 59 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- II.5.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:
- a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - b) czas obowiązywania kontraktu.
- II.5.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt.II.5.3.1, obejmują:
- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- II.5.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A.
- II.5.4. Dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej**
- II.5.4.1. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV PGE Dystrybucja S.A. dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:
- a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
 - b) napięcia w węzłach sieci,
 - c) rozpływy mocy czynnej i biernej.
- II.5.4.2. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.
- II.5.4.3. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV dostarczają PGE Dystrybucja S.A. wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni kalendarzowych od dnia przeprowadzenia ewidencji.
- II.5.4.4. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 60 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

II.6. ZASADY PLANOWANIA ROZWOJU I WSPÓŁPRACY W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV Z SIECIĄ PRZESYŁOWĄ

II.6.1. Postanowienia ogólne

- II.6.1.1. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz współpracuje z OSP w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV.
- II.6.1.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.
- II.6.1.3. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE.
- II.6.1.4. PGE Dystrybucja S.A. współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, organami administracyjnymi i samorządów terytorialnych oraz odbiorcami, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.
- II.6.1.5. Po pozytywnym zaopiniowaniu planu rozwoju przez samorzady województw PGE Dystrybucja S.A. może wystąpić z wnioskiem do samorządów terytorialnych o wprowadzenie zmian do planów zagospodarowania przestrzennego.

II.6.2. Zakres przekazywanych danych i informacji

- II.6.2.1. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:
- a) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,
 - b) godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A.,
 - c) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
 - d) obciążenie szczytowe dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. i straty,
 - e) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania PGE Dystrybucja S.A.,
 - f) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem,
 - g) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie z IRiESP, 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,
 - h) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP,
 - i) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 61 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- II.6.2.2. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do OSP dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego, opisujące warunki pracy instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, dla każdego roku okresu planistycznego, obejmujące:
- a) zapotrzebowanie na energię elektryczną w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
 - b) zapotrzebowanie szczytowe na moc w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,
 - c) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - d) informacje o projektach programów zarządzania popytem, zgodnie z IRiESP,
 - e) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie z IRiESP 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,
 - f) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),
 - g) dane dotyczące odnawialnych źródeł energii, według rodzaju źródeł, zgodnie z IRiESP (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),
 - h) dane o stacjach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,
 - i) dane o liniach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z IRiESP,
 - j) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych jednostek wytwórczych, wraz z określeniem ich pożądanej mocy,
 - k) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych punktów przyłączenia do sieci przesyłowej.
- II.6.2.3. Podmioty przyłączone do sieci PGE Dystrybucja S.A. przekazują do OSD dane i informacje dotyczące stanu istniejącego i prognozowanego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej wskazane w pkt. II.6.2.2.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 62 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A. obejmują zagadnienia związane z:

- a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
- b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
- c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do modernizacji lub wycofywaniem z eksploatacji,
- d) dokonywaniem uzgodnień z OSP i OSDp 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 modernizacji oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.

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

III.1.5. PGE Dystrybucja S.A. prowadzi eksploatację własnych 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 63 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. zobowiązane są do eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej, telemechaniki i układy pomiarowo-rozliczeniowe) oraz obowiązki stron w zakresie utrzymywania tych elementów w należytym stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.

PGE Dystrybucja S.A. może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną w celu sprawdzenia terminowości i zakresu prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

III.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez PGE Dystrybucja S.A. określa PGE Dystrybucja S.A. w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez PGE Dystrybucja S.A.” stanowiącym Załącznik Nr 2 do IRIESD.

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

III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po modernizacji – 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 oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. VII.8. 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 PGE Dystrybucja S.A. przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu modernizacji 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 uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, PGE Dystrybucja S.A. i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.

III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z PGE Dystrybucja S.A. jeżeli właścicielem nie jest PGE Dystrybucja S.A.) dokonuje odbioru urządzeń,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 64 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.

PGE Dystrybucja S.A. 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 MODERNIZACJI LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

- III.3.1. Przekazanie urządzeń do modernizacji lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do modernizacji lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym OSDp.

III.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

- III.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego, odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.
- III.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z PGE Dystrybucja S.A. reguluje umowa.
- III.4.3. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- III.4.4. PGE Dystrybucja S.A. dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.
- III.4.5. Likwidacja odcinków linii oraz stacji transformatorowo-rozdzielczych w koordynowanej sieci 110 kV, może zostać rozpoczęta po uzyskaniu opinii Operatora systemu przesyłowego.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 65 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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 techniczno – 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 modernizacji, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- g) dziennik operacyjny,
- h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,

- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) karty przełączeń,
- k) ewidencję założonych uziemień,
- l) programy łączeniowe,
- m) wykaz personelu ruchowego.

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. PGE Dystrybucja S.A. w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

III.6.2. W przypadku powierzenia PGE Dystrybucja S.A. prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń, zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 67 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od PGE Dystrybucja S.A. informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w zakresie związanym z bezpieczeństwem i niezawodnością 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 teleadresowymi, 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. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- III.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. spory rozstrzyga PGE Dystrybucja S.A.
- III.7.6. PGE Dystrybucja S.A. sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

- III.8.1. PGE Dystrybucja S.A. oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych obowiązującymi normami i przepisami prawnymi.
- III.8.2. PGE Dystrybucja S.A. 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 prawa.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 68 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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. PGE Dystrybucja S.A. zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla określonych obiektów, układów, urządzeń i instalacji eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej.

III.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- III.10.1. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących szczególności:
- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) modernizacje.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych PGE Dystrybucja S.A. zapewnia realizację doraźnych prac, mających na celu usunięcie uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- III.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A., są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. ustalonego w pkt.VI.6.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. przekazują do PGE Dystrybucja S.A. zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.6.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- III.11.1. PGE Dystrybucja S.A. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 69 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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. W szczególnych przypadkach Operator systemu przesyłowego 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. Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następstwie:

- działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
- 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,
- strajku lub niepokoju społecznych,
- obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania.

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

- awaria w systemie,
- awaria sieciowa.

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 może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w pkt.IV.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 70 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń PGE Dystrybucja S.A.

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

- IV.1.6. OSDp wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- IV.1.7. OSDp w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego 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 awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSDp udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IV.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IV.2.1. PGE Dystrybucja S.A. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A.
- IV.2.2. PGE Dystrybucja S.A. dotrzymuje parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 71 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

IV.3. WPROWADZANIE PRZERW I 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 i PGE Dystrybucja S.A. podejmuje 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.

PGE Dystrybucja S.A. na polecenie OSP podejmuje w szczególności następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A. 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 napięć, 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, na podstawie art. 11 ust. 7 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 72 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 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 wprowadzone po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, o których mowa w IRiESP służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

- 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 OSDp 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:
 - a) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
 - b) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
 - c) uzgodnienia z OSDp, posiadającymi bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
 - d) corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
- IV.3.2.7. Procedura przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym obejmuje:
 - a) przygotowanie przez PGE Dystrybucja S.A., w terminie do 30 kwietnia, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 73 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.,

- b) uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez PGE Dystrybucja S.A. z OSP,
- c) powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub poprzez ogłoszenia zamieszczane w formie elektronicznej na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A. lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez PGE Dystrybucja S.A., o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie 4 tygodni od przekazania do PGE Dystrybucja S.A. przez OSP uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego tego planu, nie później jednak niż na 30 dni kalendarzowych przed dniem obowiązywania ograniczeń.

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, OSDn przyłączeni do sieci PGE Dystrybucja S.A. są zobowiązani do powiadomienia o tym PGE Dystrybucja S.A. w formie pisemnej w terminie 4 dni kalendarzowych 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:
 - i) zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
 - ii) 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. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje procedury wprowadzania w trybie normalnym ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przez odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, określające:

- a) sposób powiadamiania odbiorców,
- b) właściwe służby dyspozytorskie uprawnione do przekazywania poleceń.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 74 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- IV.3.2.10. 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 art. 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, PGE Dystrybucja S.A. powiadamia odbiorców PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A.

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

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 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.3.2.10. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 75 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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 OSDp, wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP - ODM.
- 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) ii).
- IV.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110 kV/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 OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.
- 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 76 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- a) wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSDp 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 OSDp (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w IRiESP), 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. OSDp powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.
- IV.3.5.2. OSDp realizuje wymagania pkt. IV.3.5.1. w terminie do 30 września każdego roku, zgodnie z zasadą możliwie równomiernego rozkładu mocy w sieci.
- IV.3.5.3. OSDp w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym opracowuje plany wyłączeń poprzez automatykę SCO. Odbiorcy, przekazują do PGE Dystrybucja S.A. informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach. OSDp przekazuje do OSP informacje o zainstalowanej automatyce SCO i nastawach dla podległego mu obszaru sieci dystrybucyjnej.
- IV.3.5.4. OSDp 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.3.5.6. W przypadku, gdy do sieci OSDp przyłączony jest odbiorca końcowy zużywający co najmniej 50% zapotrzebowania na moc tego OSDp, zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO powyższy OSDp zobowiązany jest uzgodnić z OSP indywidualnie, biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne oraz zastosowane technologie urządzeń, instalacji i sieci odbiorcy końcowego.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 77 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- IV.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:
- a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN i utrzymywaniu poleconej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczepów transformatora 110 kV/SN, lub
 - b) 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 min.
- IV.3.6.4. PGE Dystrybucja S.A. i odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej 110 kV po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- a) poziom napięcia,
 - b) pozycje przełączników zaczepów transformatorów 110 kV/SN,
 - c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

V. WSPÓŁPRACA PGE DYSTRYBUCJA S.A. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- V.1. PGE Dystrybucja S.A. współpracuje z następującymi operatorami:
- a) operatorem systemu przesyłowego,
 - b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - c) operatorami handlowo-technicznymi,
 - d) operatorami handlowymi,
 - e) operatorami pomiarów,
- oraz Sprzedawcami, odbiorcami i wytwórcami.
- V.2. Zasady i zakres współpracy PGE Dystrybucja S.A. z operatorem systemu przesyłowego są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP oraz umowie o świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej.
- V.3. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), 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 PGE Dystrybucja S.A. z operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), są określone w niniejszej IRiESD, IRiESP oraz w instrukcjach współpracy i w stosownych umowach zawartych pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego i OSDn.
- 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. Współpraca PGE Dystrybucja S.A. z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.
- V.7. 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.8. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 79 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- V.9. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu 110 kV i SN, OSDn a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez PGE Dystrybucja S.A., opracowują i uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A. instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- V.10. Przedmiotem instrukcji współpracy służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym OSDn, jest w zależności od potrzeb:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
 - b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1.,
 - e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - h) zakres i tryb obiegu informacji,
 - i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- V.11. Instrukcja współpracy służb dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. zawiera co najmniej:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
 - b) eksploatacyjne granice stron,
 - c) zakres i tryb obiegu informacji,
 - d) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez PGE Dystrybucja S.A.
- V.12. PGE Dystrybucja S.A. umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PGE Dystrybucja S.A. zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 80 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

oferujących sprzedaż tej energii w przypadku zaprzestania sprzedaży przez wybranego przez odbiorcę sprzedawcę,

- b) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.,
- c) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

V.13. PGE Dystrybucja S.A. – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące:

- 1) podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej,
 - 2) wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym; wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej
- z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz na kwartał, uwzględniając dokonaną rozbudowę i modernizację sieci oraz realizowane i będące w trakcie realizacji przyłączenia oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 81 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.1. OBOWIĄZKI PGE DYSTRYBUCJA S.A.

VI.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu PGE Dystrybucja S.A. na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w szczególności:

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD i JWCK, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
- c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
- d) usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych i awarii w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
- e) prowadzi działania sterownicze,
- f) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania,
- g) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- h) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z zapisami punktu IV.3, oraz współuczestniczy z OSP w realizacji planów obrony i odbudowy KSE,
- i) przekazuje do operatora systemu przesyłowego zebrane i otrzymane dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z IRiESP,
- j) identyfikuje ograniczenia sieciowe w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

VI.1.2. Planowanie pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych i rocznych.

VI.1.3. 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 82 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- VI.1.4. Na obszarze sieci dystrybucyjnej koordynowanej przez OSP, za której ruch odpowiada PGE Dystrybucja S.A., OSP koordynuje i dostarcza wyliczone nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz wyznacza miejsca uziemień punktów neutralnych transformatorów 110 kV/SN.
- VI.1.5. PGE Dystrybucja S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada za wyjątkiem sieci koordynowanej 110 kV, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz sposób pracy punktu neutralnego sieci SN.

VI.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH PGE DYSTRYBUCJA S.A.

- VI.2.1. PGE Dystrybucja S.A. realizuje zadania wymienione w pkt.VI.1., poprzez służby dyspozytorskie zorganizowane w Oddziałach:

1. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Miasto,
2. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Teren,
3. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Zamość,
4. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna,
5. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów,
6. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa,
7. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok,
8. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin.

Obszar działania poszczególnych Oddziałów opisano w Załączniku nr 5.

- VI.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich w Oddziałach PGE Dystrybucja S.A. ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.

Służba dyspozytorska OSP - ODM jest uprawniona do wydawania poleceń ruchowych służbom dyspozytorskim w Oddziałach PGE Dystrybucja S.A. w zakresie układu pracy koordynowanej sieci 110 kV.

- VI.2.3. Służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego, lub personelu dyżurnego innych podmiotów na zasadach określonych w instrukcjach współpracy.

Służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji operatywnie kierują:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
- d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, w tym pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD i JWCK.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 83 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- VI.2.4. Służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A., 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 koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów i instrukcji współpracy,
 - rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - przewodzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- VI.2.5. Służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji sprawują nadzór nad:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
 - czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległe służby dyspozytorskie lub personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, w tym pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD i JWCK.
- VI.2.6. Służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego PGE Dystrybucja S.A., 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.2.7. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. od VI.2.3 do VI.2.6. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. PGE Dystrybucja S.A. ustala okres ich przechowywania.
- VI.2.8. W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, PGE Dystrybucja S.A. w uzasadnionych przypadkach powołuje komisję, która ustala przebieg awarii i przyczyny jej powstania, a także proponuje działania zapobiegawcze. W sytuacji wystąpienia awarii w sieci 110 kV koordynowanej przez OSP, w pracach komisji powoływanej przez PGE Dystrybucja S.A. mogą uczestniczyć również przedstawiciele OSP.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 84 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

VI.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- VI.3.1. Wytwórcy inni niż JWCD i JWCK przyłączeni do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. przekazują dane niezbędne do sporządzenia planów produkcji w zakresie i terminach ustalonych przez PGE Dystrybucja S.A.
- VI.3.2. PGE Dystrybucja S.A. sporządza plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. na zasadach opisanych w IRiESP.
- VI.3.3. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez Operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- VI.3.4. PGE Dystrybucja S.A. zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych minimum 5MW przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., innych niż JWCD oraz JWCK. Zatwierdzone harmonogramy remontów PGE Dystrybucja S.A. przesyła do wytwórców w terminach:
- plan roczny – do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
 - każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- VI.3.5. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane zgodnie z IRiESP przez Operatora systemu przesyłowego.
- VI.3.6. Jednym z elementów analiz, o których mowa w pkt.VI.3.4 jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VI.3.7. PGE Dystrybucja S.A., na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. za wyjątkiem jednostek wytwórczych JWCD i JWCK przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VI.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- VI.4.1. PGE Dystrybucja S.A. sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 85 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- VI.4.2. PGE Dystrybucja S.A. planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A. 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., są przekazywane do Operatora systemu przesyłowego. Sposób przekazywania danych ustalany jest w trybie roboczym z OSP.
- VI.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez PGE Dystrybucja S.A. uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VI.5. UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.
- VI.5.2. PGE Dystrybucja S.A. określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- VI.5.3. Układ normalny 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,
 - nastawienia zaczipów dławików gaszących,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - harmonogram pracy transformatorów,
 - wykaz jednostek wytwórczych.
- VI.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 86 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

VI.5.5. Układy normalne pracy sieci 110 kV są opracowywane przez PGE Dystrybucja S.A. 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. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

VI.6.2. PGE Dystrybucja S.A. opracowuje i zgłasza do uzgodnienia operatorowi systemu przesyłowego w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:

- a) plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego na kolejny rok kalendarzowy,
- b) plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- c) plan tygodniowy do wtorku tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
- d) plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

VI.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszają do PGE Dystrybucja S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni kalendarzowych przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.VI.6.4.

VI.6.4. Użytkownicy systemu opracowują i zgłaszają do uzgodnienia PGE Dystrybucja S.A. w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. z uwzględnieniem pkt. VI.6.6:

- a) do planu rocznego – w terminie do 15 września roku poprzedzającego na kolejny rok kalendarzowy,
- b) do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
- c) do planu tygodniowego – w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
- d) do planu dobowego – do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.

VI.6.5. Użytkownicy systemu zgłaszający do PGE Dystrybucja S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:

- a) nazwę elementu,
- b) proponowany termin wyłączenia,
- c) gotowość do załączenia rozumiana jako czas potrzebny użytkownikowi

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 87 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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.6.6. Użytkownicy systemu zgłaszający do PGE Dystrybucja S.A. wyłączenie elementu sieci o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. PGE Dystrybucja S.A. ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do PGE Dystrybucja S.A. w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. przed planowanym wyłączeniem OSP, PGE Dystrybucja S.A. i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymywania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

VI.6.7. PGE Dystrybucja S.A. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w terminie do 5 dni kalendarzowych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.VI.6.8.

VI.6.8. PGE Dystrybucja S.A. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów koordynowanej sieci 110 kV w terminie:

- a) do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
- b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
- c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
- d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.

VI.6.9. PGE Dystrybucja S.A. jest odpowiedzialna za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez użytkowników systemu propozycji wyłączeń w koordynowanej sieci 110 kV.

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

VI.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 88 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- VI.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- VI.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,
 - schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- VI.7.4. Propozycje programów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia służbom dyspozytorskim PGE Dystrybucja S.A. w terminie co najmniej 20 dni kalendarzowych – dla elementów sieci koordynowanej 110 kV oraz 10 dni kalendarzowych – dla pozostałych elementów sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.5. PGE Dystrybucja S.A. może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni kalendarzowych przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.
- VI.7.6. PGE Dystrybucja S.A. zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez PGE Dystrybucja S.A. uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.VI.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez PGE Dystrybucja S.A. uwag.
- VI.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z IRiESP, służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A. uzgadniają programy łączeniowe z operatorem systemu przesyłowego.
- VI.7.8. Terminy wymienione w pkt. VI.7. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii.

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

- VI.8.1. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD i JWCK biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez Operatora systemu przesyłowego w IRiESP.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 89 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- VI.8.2. Wytwórcy posiadający JWCD lub JWCK przyłączone do koordynowanej sieci dystrybucyjnej 110 kV, uzgadniają z PGE Dystrybucja S.A. plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem operatorowi systemu przesyłowego.
- VI.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia planów pracy, PGE Dystrybucja S.A. określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w pkt.VI.8.1:
- czas synchronizacji,
 - czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - planowane obciążenie mocą czynną,
 - czas odstawienia.
- VI.8.4. PGE Dystrybucja S.A. i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych innych niż podane w pkt.VI.8.1, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.
- VI.8.5. PGE Dystrybucja S.A. może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum, jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.
- VI.8.6. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania PGE Dystrybucja S.A. informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VI.8.7. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostek wytwórczych innych niż JWCD i JWCK, o ile taki obowiązek wynika z Instrukcji współpracy ruchowej zawartej pomiędzy wytwórcą a PGE Dystrybucja S.A., wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę PGE Dystrybucja S.A.

VI.9. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO PGE DYSTRYBUCJA S.A.

- VI.9.1. PGE Dystrybucja S.A. otrzymuje od OSP dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESP.
- VI.9.2. Odbiorcy grupy I lub II przyłączeni do sieci PGE Dystrybucja S.A. oraz odbiorcy wskazani przez PGE Dystrybucja S.A., sporządzają oraz przesyłają dane w zakresie i terminach określonych w pkt. II.5.
- VI.9.3. Wytwórcy i odbiorcy posiadający źródła energii elektrycznej (z wyłączeniem mikroźródeł) przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują, o ile taki obowiązek wynika z Instrukcji współpracy ruchowej zawartej pomiędzy wytwórcą a PGE Dystrybucja S.A., w formie ustalonej przez PGE Dystrybucja S.A. następujące informacje:
- proponowany harmonogram remontów kapitalnych i średnich, bilans mocy uwzględniający ubytki mocy z rozbiorem na poszczególne miesiące od

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 90 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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 rozbiu 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 szczytu obciążenia każdej doby planowanego okresu, do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
- c) planowane wartości mocy dyspozycyjnych, maksymalnych i minimalnych. planowaną produkcję energii elektrycznej brutto w [MWh] oraz planowaną produkcję energii elektrycznej netto w [MWh] jaką planuje się wprowadzić do sieci dystrybucyjnej dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
- d) bieżące korekty planowanej wartości mocy dyspozycyjnej jednostki wytwórczej oraz mocy generowanych przez jednostki wytwórcze dla każdej godziny doby dla potrzeb aktualizacji planu koordynacyjnego.

VI.9.4. Podmioty realizujące wymianę międzysystemową z siecią PGE Dystrybucja S.A. przekazują do PGE Dystrybucja S.A.:

- a) planowaną ilość energii elektrycznej netto, w MWh, w rozbiu na poszczególne miesiące roku do dnia 5 września każdego roku na następne trzy lata kalendarzowe,
- b) planowaną miesięczną ilość energii elektrycznej netto, w MWh, w rozbiu na godziny do 23 dnia miesiąca poprzedniego,
- c) planowaną ilość energii elektrycznej netto, w MWh, dla każdej godziny doby codziennie do godziny 8:00 dla kolejnych 9 dób,
- d) ilość energii przesłana do innego operatora dla każdej godziny doby.

VI.10. ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

VI.10.1. PGE Dystrybucja S.A. identyfikuje ograniczenia systemowe w sieci dystrybucyjnej ze względu na spełnienie wymagań niezawodności pracy sieci i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

VI.10.2. Ograniczenia systemowe są podzielone na:

- a) ograniczenia elektrowniane,
- b) ograniczenia sieciowe.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 91 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- VI.10.3. Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni powodowane przez:
- a) parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - b) przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - c) działanie siły wyższej,
 - d) realizację polityki energetycznej państwa.
- VI.10.4. PGE Dystrybucja S.A. identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:
- a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- VI.10.5. Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez PGE Dystrybucja S.A. na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- a) plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - b) plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - c) wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- VI.10.6. Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez PGE Dystrybucja S.A. z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych i na bazie najbardziej aktualnych modeli matematycznych KSE.
- VI.10.7. Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- VI.10.8. PGE Dystrybucja S.A. przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej sąsiednich OSDp, OSDn oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- VI.10.9. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych PGE Dystrybucja S.A. 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:
- a) zmianę układu pracy sieci dystrybucyjnej,
 - b) wprowadzanie zmian do zatwierdzonego planu wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 92 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- c) dysponowanie mocą nJWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- d) wnioskowanie do OSP o zmianę poziomu generacji mocy JWCD i JWCK,
- e) wnioskowanie do OSP o zmianę układu pracy sieci przesyłowej.

VI.10.10. W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych PGE Dystrybucja S.A. podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi OSD.

VI.10.11. W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE, PGE Dystrybucja S.A. podejmuje działania szczegółowo uregulowane w rozdziale IV Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 93 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A.

VII.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

- obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwałe,
- 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,
- elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej powinny pracować zgodnie z IRIESP.

VII.2. Sieć dystrybucyjna PGE Dystrybucja S.A. 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 określa PGE Dystrybucja S.A. W przypadku transformatorów 110 kV/SN warunki te określa się w porozumieniu z OSP.

VII.5. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po uprzednim wyrażeniu zgody na taką pracę przez PGE Dystrybucja S.A.

VII.6. Rozwiązania techniczne stosowane przy projektowaniu i budowie nowych oraz remoncie istniejących sieci dystrybucyjnych PGE Dystrybucja S.A. powinny spełniać wymagania określone w „Wytycznych do budowy systemów elektroenergetycznych w PGE Dystrybucja S.A.”.

VII.7. Każda stacja, w której występuje napięcie znamionowe 110 kV musi być wyposażona w baterię akumulatorów zapewniającą zasilanie potrzeb własnych.

VII.8. Wymagany, minimalny czas zasilania potrzeb własnych z baterii akumulatorów dla powyższych stacji elektroenergetycznych ustala PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 94 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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 odchyłań $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\tan \varphi$ 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) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4\%/-6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- 2) 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 95 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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%	>15	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 mniejszy lub równy 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 (w przypadku sieci o napięciu znamionowym 110 kV mocy czynnej) nie większej od mocy umownej, przy współczynniku tgφ nie większym niż 0,4.

VIII.2. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.2.1. Ustalono są następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) planowane wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci dystrybucyjnej, czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia łącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
- 2) nieplanowane spowodowane wystąpieniem awarii w sieci dystrybucyjnej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez PGE Dystrybucja S.A. informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

VIII.2.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:

- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę,
- 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty,
- 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin,
- 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny,
- 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

VIII.2.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt.VIII.4.2.4), jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.4. 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.2.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej – 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej – 24 godzin.
- 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych – 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych – 48 godzin.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 97 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

VIII.2.6. PGE Dystrybucja S.A. w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

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

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

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

VIII.3. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

VIII.3.1. Ustala się poniższe 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 ≤ 75 A, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

- a) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- b) wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,
- c) wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ podczas zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3 % przez czas dłuższy niż 500 ms,
- 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 1 s.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 98 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

VIII.3.1.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu

VIII.3.1.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznych 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 600 W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

VIII.3.1.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤ 16 A 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.

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 harmoniczej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, 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 harmoniczej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, wyrażony w % harmoniczej 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 harmoniczej, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, w przeliczeniu na Wat mA/W	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, 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 harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16 A

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

Tablica 5.

Rząd harmonicznego, n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego, wyrażony w % harmonicznego podstawowego 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. PGE Dystrybucja S.A. obsługuje użytkowników systemu na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich stron.

VIII.4.2. Ustalono 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 101 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni kalendarzowych 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 kalendarzowych od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty 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.4.3. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz pkt. II.4.7.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 102 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ:

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 103 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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 2012 r., poz. 1059), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne” oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych,
- b) decyzji Prezesa URE DPE-4711-18(3)/19029/2010/MW z dnia 31 sierpnia 2010 wyznaczeniu PGE Dystrybucja Spółka Akcyjna operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „PGE Dystrybucja S.A.”,
- c) koncesji PGE Dystrybucja S.A. na dystrybucję energii elektrycznej nr DEE/42D/19029/W/2/2010/BT z dnia 31 sierpnia 2010 r.,
- d) taryfy PGE Dystrybucja S.A.,
- e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowanej przez PSE S.A.

A.1.2. PGE Dystrybucja S.A. jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową OSP i zgodnie z postanowieniami IRiESP pełni rolę Operatora typu OSDp.

A.1.3. Podmioty, których sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110kV i posiadające obowiązujące umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej (umowy przesyłowe) z Operatorem Systemu Przesyłowego oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (umowy dystrybucji) z właściwym dla miejsca przyłączenia OSDp, są objęte obszarem rozszerzonym Rynku Bilansującego (RB) i uczestniczą w Rynku Bilansującym na zasadach i warunkach określonych w IRiESP, opracowanej przez OSP, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).

A.1.4. OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP, zwany dalej: „OSDn”, realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. zgodnie z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. i OSDn oraz zapisów pkt. A.6. niniejszej instrukcji.

A.1.5. Podmiot, którego sieci, urządzenia i instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDp nie objętej obszarem RB, i który posiada umowę dystrybucyjną albo umowę kompleksową zawartą ze sprzedawcą jest Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD). Zasady obsługi uczestników rynku detalicznego przyłączonych do sieci, na której jest wyznaczony OSDn (zwanych

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 104 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

dalej URDn) reguluje IRiESD opracowana przez OSDn i zatwierdzona przez Prezesa URE.

A.1.6. PGE Dystrybucja S.A. realizuje zadania OSD wynikające z niniejszej IRiESD poprzez swoje Oddziały:

1. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Miasto,
2. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Teren,
3. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Zamość,
4. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna,
5. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów,
6. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa,
7. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok,
8. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin.

Zasięg terytorialny poszczególnych Oddziałów opisano w Załączniku nr 5.

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), umów o świadczenie usług dystrybucji oraz umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. a w szczególności:

- a) podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
- b) zasady kodyfikacji podmiotów,
- 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) procedurę zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
- f) zasady bilansowania handlowego w obszarze rynku detalicznego,
- g) zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia,
- h) postępowanie reklamacyjne,
- i) zasady realizacji obowiązków OSDn w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A..

A.2.2. Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESD-Bilansowanie obejmuje sieć dystrybucyjną PGE Dystrybucja S.A. i OSDn, z wyłączeniem miejsc dostarczania

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 105 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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) PGE Dystrybucja S.A.,
- b) OSDn wyznaczonych na sieciach przyłączonych bezpośrednio do sieci PGE Dystrybucja S.A.,
- c) „sąsiednich OSDn” tzn. OSDn wyznaczonych na sieciach przyłączonych pośrednio do sieci PGE Dystrybucja S.A. poprzez sieci należące do innych podmiotów – odbiorców lub przedsiębiorstw energetycznych,
- d) odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- e) uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze PGE Dystrybucja S.A.,
- f) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji (GUD) z PGE Dystrybucja S.A.,
- g) sprzedawców energii elektrycznej, którzy mają zawarte Generalne Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) z PGE Dystrybucja S.A.,
- h) Operatorów Handlowych (OH) i Handlowo-Technicznych (OHT) reprezentujących podmioty wymienione w punktach od a) do g) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.,
- i) Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w zakresie bezpośrednich połączeń z siecią PGE Dystrybucja S.A..

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., który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP. Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego określa IRiESP-Bilansowanie.

A.3.2. PGE Dystrybucja S.A. w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa umożliwia, realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez podmioty przyłączone do jego sieci, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 106 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- A.3.3. PGE Dystrybucja S.A. uczestniczy w administrowaniu rynkiem bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru sieci PGE Dystrybucja S.A. oraz sieci OSDn, dla których PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, zgodnie z zapisami pkt. A.1.4.
- A.3.4. Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez jednego wskazanego URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- A.3.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę w umowie, o której mowa w pkt. A.4.3.4, zaś przez URD_w, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w pkt. A.4.3.2.
- A.3.6. Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w rozdziale E niniejszej IRiESD-Bilansowanie.
- A.3.7. Zmiana, o której mowa w pkt. A.3.6., skutkuje wprowadzeniem odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy PGE Dystrybucja S.A., sprzedawcą, URD_w, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, uwzględniając zapisy pkt. E.3..
- A.3.8. Informacja o sprzedawcach, o których mowa w ustawie Prawo energetyczne art. 5 ust. 2a) pkt. 1) lit. b) (zwanymi dalej sprzedawcami rezerwowymi), podana jest na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A. pod adresem www.pgedystrybucja.pl.
- A.3.9. PGE Dystrybucja S.A. zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie:
- aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwane dalej „Generalnymi Umowami Dystrybucji” lub GUD oraz „Generalnymi Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej” lub GUD-K),
 - informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej,
 - wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej i URB pełniących funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe,
 - informacje o zasadach i formie dokonywania zgłoszeń umów sprzedaży na obszarze poszczególnych Oddziałów PGE Dystrybucja S.A.
- A.3.10. URD_w, który:
- posiada wyłącznie odnawialne źródło energii o mocy zainstalowanej nie większej niż 1MW,
 - dokonuje zakupu energii na potrzeby własne wytwarzania od Sprzedawcy Macierzystego,
 - sprzedaje wyprodukowaną w tym źródle energię Sprzedawcy Macierzystemu,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 107 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

w zakresie bilansowania handlowego może być traktowany jako URDo, pod warunkiem oznaczenia tego faktu w umowie dystrybucji.

Bilansowanie handlowe tego URDw dokonywane jest w ramach bilansowania Sprzedawcy Macierzystego, zgodnie z zasadami określonymi w pkt. C.2..

- A.3.11. Warunki i zakres współpracy PGE Dystrybucja S.A. z operatorami systemów dystrybucyjnych nie mających połączenia z siecią przesyłową (OSDn), określa umowa zawarta pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn, o której mowa w pkt. A.1.2. oraz A. 6. niniejszej instrukcji.

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

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

- A.4.2. URD_w, URDo oraz sprzedawcy, którzy posiadają zawartą z PGE Dystrybucja S.A. umowę dystrybucji, mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom, o ile nie jest to sprzeczne z przepisami obowiązującego prawa i posiadanymi koncesjami. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz URD_w, URDo lub sprzedawcy.

A.4.3. Warunki i wymagania formalno-prawne

- A.4.3.1. PGE Dystrybucja S.A. z zachowaniem wymagań pkt. A.4.3.4, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowe, po:
- uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji – jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - zawarcia przez URD umowy o świadczenie usług dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A. w przypadku zawarcia przez URDo lub URDw umowy sprzedaży energii elektrycznej,
 - zawarcia przez URD typu odbiorca (URDo) umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą Generalną Umowę Dystrybucji lub Generalną Umowę Dystrybucji dla usługi kompleksowej z PGE Dystrybucja S.A.,
 - zawarcia przez URD typu wytwórca (URD_w) umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 108 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

A.4.3.2. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a PGE Dystrybucja S.A., spełnia wymagania określone w art. 5 ust. 2 punkt 2 oraz art. 5 ust. 2a. ustawy Prawo energetyczne i powinna zawierać w szczególności następujące elementy:

- a) wskazanie POB, oraz zasad jego zmiany – w przypadku URD typu wytwórca (URD_w),
- b) sposób i zasady rozliczeń z PGE Dystrybucja S.A. z tytułu niebilansowania dostaw energii elektrycznej, w przypadku utraty POB – dotyczy URD typu wytwórca (URD_w),
- c) algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii w Punkcie Poboru Energii (PPE), zgodny z pkt. C.1.5.

W przypadku gdy URD jest:

- jednocześnie przedsiębiorstwem energetycznym, dla którego sieci dystrybucyjnej został wyznaczony lub ustanowiony OSDn,
- przedsiębiorstwem energetycznym albo Odbiorcą, do którego sieci przyłączony jest OSDn, o którym mowa w pkt. A.2.3 lit. c)

w umowie o świadczenie usług dystrybucyjnej należy zawrzeć dodatkowo algorytm wyznaczania energii w PPE dla tego URD z uwzględnieniem URDn, którzy objęci są umową, o której mowa w pkt. A.1.4.

A.4.3.3. Podmiot zamierzający pełnić funkcje POB na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., zawiera umowę o świadczenie usług dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawierana przez PGE Dystrybucja S.A. z POB spełnia wymagania określone w art. 5 ust. 2 punkt 2 ustawy Prawo energetyczne oraz powinna 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) datę rozpoczęcia działalności na rynku bilansującym,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz ich dane kontaktowe,
- f) warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe na rynku bilansującym, podmiotów działających na obszarze PGE Dystrybucja S.A.,
- g) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD), za których bilansowanie handlowe odpowiada POB,
- h) wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 109 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

bilansowania handlowego, z obszaru PGE Dystrybucja S.A. oraz OSDn, którzy zawarli stosowne umowy POB,

- i) algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Rynku Bilansującego (MB), zgodnie z pkt. C.1.5.,
- j) zobowiązanie POB do niezwłocznego informowania o zaprzestaniu bilansowania handlowego sprzedawcy lub URD_w lub o zawieszeniu albo zaprzestaniu prowadzenia działalności na RB w rozumieniu IRiESP,
- k) 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,
- l) zasady przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. na MB przyporządkowane temu POB, zagregowanych danych pomiarowych z obszaru OSDn, dla którego PGE Dystrybucja S.A. realizuje obowiązki współpracy z OSP w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

A.4.3.4. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną lub usługę kompleksową URD na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., zawiera z PGE Dystrybucja S.A. Generalną Umowę Dystrybucji (GUD) lub Generalną Umowę Dystrybucji, której przedmiotem jest świadczenie usług dystrybucji w ramach umowy kompleksowej (tzw. GUD-Kompleksowy).

Generalne Umowy Dystrybucji, o których mowa powyżej, regulują kompleksowo stosunki pomiędzy Podmiotem jako Sprzedawcą a PGE Dystrybucja S.A. oraz dotyczy wszystkich URD z obszaru działania PGE Dystrybucja S.A., którym ten Sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną albo świadczyć usługę kompleksową. Podmiot ten może pełnić dodatkowo funkcję Sprzedawcy Rezerwowego na zasadach określonych w GUD.

Umowa ta spełnia wymagania określone w art. 5 ust. 2 punkt 2, ust. 2a punkt 3 ustawy Prawo energetyczne oraz powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych,
- b) warunki umożliwiające realizację zawartych przez sprzedawcę umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych dla wszystkich odbiorców z obszaru działania PGE Dystrybucja S.A., którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną,
- c) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- d) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z PGE Dystrybucja S.A.,
- e) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., którzy zawarli umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową z tym Sprzedawcą,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 110 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- f) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących wygaśnięcia lub rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży lub umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z URD oraz umów dystrybucji zawartych przez PGE Dystrybucja S.A. z URD,
- g) zasady realizacji przez PGE Dystrybucja S.A. pozytywnie zweryfikowanych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez Sprzedawcę z URD,
- h) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz ich dane adresowe,
- i) zasady wstrzymywania i wznowiania przez PGE Dystrybucja S.A. dostarczania energii do URD,
- j) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, w tym danych pomiarowych dotyczących zużycia energii elektrycznej, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- k) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- l) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o utracie wskazanego POB w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu IRiESP-Bilansowanie,
- m) zasady rozwiązywania umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego Sprzedawcy.

A.4.3.5. W celu realizacji obowiązków w zakresie współpracy z OSP, o których mowa w pkt. A.1.4., OSDn dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej zawiera z PGE Dystrybucja S.A. umowę o współpracy międzyoperatorskiej. Umowa ta powinna zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) zakres obowiązków realizowanych przez OSDn oraz PGE Dystrybucja S.A.,
- b) zgodę OSDn na realizację jego obowiązków w zakresie współpracy z OSP przez PGE Dystrybucja S.A.,
- c) oświadczenie OSDn o zawarciu umowy POB, który poprzez swoje MB będzie bilansował URD z obszaru działania OSDn - w przypadku gdy do realizacji umów sprzedaży zawartych przez URD z obszaru OSDn niezbędne jest uczestnictwo w centralnym mechanizmie bilansowania,
- d) dane o posiadanych przez OSDn koncesjach i decyzjach związanych z działalnością energetyczną,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z PGE Dystrybucja S.A. oraz ich dane adresowe,
- f) zobowiązania stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień niniejszej IRiESD,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 111 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- g) zasady rozwiązywania umowy lub wprowadzania ograniczeń w jej wykonaniu,
- h) zasady obejmowania umową kolejnych URD z obszaru OSDn,
- i) zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych.

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

A.5.1. PGE Dystrybucja S.A. bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru swojej sieci dystrybucyjnej i sieciach, na których zostali wyznaczeni OSDn, w oparciu o postanowienia umowy przesyłowej zawartej z OSP i na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją rynku detalicznego w oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie i postanowieniach umów dystrybucyjnych.

PGE Dystrybucja S.A. bierze udział w administrowaniu rynkiem bilansującym dla obszaru sieci dystrybucyjnej OSDn, na podstawie umowy zawartej z OSDn.

A.5.2. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem bilansującym, PGE Dystrybucja S.A. realizuje następujące zadania:

- a) zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB,
- b) zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania URD do właściwych MB poszczególnych POB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD,
- c) wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do odpowiednich MB poszczególnych URB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- d) przekazuje do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych URB,
- e) rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach,
- f) przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji,
- g) obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez sprzedawcę lub URDw podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

A.5.3. W ramach obowiązków związanych z administrowaniem rynkiem detalicznym, PGE Dystrybucja S.A. realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowuje do POB określone MB służące do reprezentowania na

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 112 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i dystrybucji,

- b) przyporządkowuje sprzedawców oraz URD typu wytwórca do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i Generalnych Umów Dystrybucji, o których mowa w pkt. A.4.3.4. oraz umów, o których mowa w pkt. A.4.3.5,
- c) przyporządkowuje URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie Generalnych Umów Dystrybucji, o których mowa w pkt. A.4.3.4. oraz umów, o których mowa w pkt. A.4.3.5,
- d) realizuje procedurę zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórca,
- e) przekazuje do OSP dane konfiguracyjne niezbędne do monitorowania poprawności konfiguracji rynku bilansującego,
- f) rozpatruje reklamacje POB dotyczące danych konfiguracyjnych i wprowadza niezbędne korekty, zgodnie z zapisami rozdziału H.

A.5.4. PGE Dystrybucja S.A. nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do jego sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego. Dla podmiotu, którego urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej objętej obszarem rynku bilansującego stosowany jest kod identyfikacyjny nadany przez OSP.

A.5.5. PGE Dystrybucja S.A. nadaje kody identyfikacyjne Sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci PGE Dystrybucja S.A. oraz URD przyłączonym do sieci dystrybucyjnej zarządzanej przez PGE Dystrybucja S.A. Kody te zawierają czteroliterowe oznaczenie podmiotu, oznaczenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego, literę charakteryzującą podmiot oraz numer podmiotu i mają następującą postać:

- a) URD typu wytwórca - AAAA_KodOSD_W_XXXX, gdzie:
 ...(oznaczenie literowe podmiotu)......(oznaczenie kodowe OSD)..._W...(numer podmiotu)...,
- b) URD typu odbiorca - AAAA_KodOSD_O_XXXX, gdzie:
 ...(oznaczenie literowe podmiotu)......(oznaczenie kodowe OSD)..._O...(numer podmiotu)...,
- c) Sprzedawca - AAAA_KodOSD_P_XXXX, gdzie:
 ...(oznaczenie literowe podmiotu)......(oznaczenie kodowe OSD)..._P...(numer podmiotu)...,

A.5.6. Oznaczenia kodowe PGE Dystrybucja S.A. są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. i OSP umowy przesyłowej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 113 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- A.5.7. Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji odbywa się poprzez zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub Generalnej Umowy Dystrybucji pomiędzy podmiotem oraz PGE Dystrybucja S.A..
- A.5.8. PGE Dystrybucja S.A. nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- A.5.9. Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać: MDD_AAAA_XX_XXXX_XX (19znaków), gdzie:
(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe POB)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu MB)_(numer obiektu RD),
- A.5.10. Punkt Poboru Energii (PPE) jest najmniejszą jednostką, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy. Kody PPE mają następującą postać:
AA_KodOSD_XXXXXXXXXX_XX
(kod kraju)_(kod OSDp)_(unikalne dopełnienie 10 cyfr)_(liczba kontrolna 2 cyfry)
- A.5.11. Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać: AAA-AAAXX, gdzie:
(kod obiektu energetycznego)-(kod urządzenia energetycznego),
- A.5.12. Kody MDD, PPE, FPP nadane na obszarze PGE Dystrybucja S.A. przed dniem wejścia w życie niniejszej IRiESD zachowują ważność.

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

- A.6.1. Podstawą realizacji współpracy OSDn z OSDp w zakresie bilansowania systemu, jest zawarcie umowy, o której mowa w pkt. A.4.3.5..

W ramach bilansowania systemu, OSDp przekazuje dane pomiarowe z obszaru OSDn do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym oraz administruje rynkiem detalicznym w zakresie opisanym w pkt. A.5.3..

OSDn jest odpowiedzialny za poprawność pozyskanych danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD objętych Umową, o której mowa w pkt. A.4.3.5 oraz za prawidłowe przyporządkowanie URD, przyłączonych do sieci OSDn, do odpowiednich sprzedawców i POB.

- A.6.2. W celu umożliwienia realizacji wymiany danych, podmioty, o których mowa w pkt. A.2.3 lit. b) oraz c), muszą posiadać na dzień rozpoczęcia realizacji umowy, (tj. dobę, od której OSDn przyjął do realizacji umowę sprzedaży energii przez URD z obszaru OSDn albo wytwórca na obszarze OSDn wskazał podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie), o której mowa w pkt. A.6.1., układy pomiarowo-rozliczeniowe służące do rozliczeń z OSDp, dostosowane do wymagań rozporządzenia „systemowego” oraz niniejszej IRiESD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 114 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

W przypadku gdy dane pomiarowe dotyczą URD z obszaru sąsiedniego OSDn, o którym mowa w pkt. A.2.3 lit. c), obowiązek dostosowania układów pomiarowych, o którym mowa powyżej, dotyczy podmiotu przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A., z którego siecią połączona jest sieć OSDn.

A.6.3. Warunkiem przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych do OSP jest jednocześnie obowiązywanie następujących umów:

- a) o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSP,
- b) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a przedsiębiorstwem energetycznym świadczącym usługi dystrybucji dla URD z obszaru OSDn (zwanym dalej PEP) – w przypadku gdy PEP nie jest jednocześnie OSDn,
- c) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a OSDn – w przypadku gdy PEP jest jednocześnie OSDn,
- d) sprzedaży energii elektrycznej, zawartej pomiędzy PEP a Sprzedawcą,
- e) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn a sprzedawcą energii elektrycznej do URD z obszaru OSDn,
- f) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URD przyłączonych do sieci PEP lub OSDn,
- g) o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSDn a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (POB), którego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) są wykorzystywane w bilansowaniu handlowym URD przyłączonych do sieci na obszarze OSDn.

W przypadku gdy dane pomiarowe dotyczą URD z obszaru sąsiedniego OSDn, o którym mowa w pkt. A.2.3 lit. c), obowiązek zawarcia umów, o których mowa w lit. b) oraz d), z PGE Dystrybucja S.A. dotyczy podmiotu przyłączonego do sieci PGE Dystrybucja S.A., z którego siecią połączona jest sieć OSDn.

A.6.4. W celu umożliwienia PGE Dystrybucja S.A. przekazywania danych pomiarowych do OSP, OSDn jest zobowiązany w szczególności do:

- a) pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD z obszaru OSDn zgodnie z IRIESD,
- b) dostarczania do PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych, o których mowa w ppkt. a), stanowiących rzeczywistą ilość energii elektrycznej pobranej z sieci OSDn lub oddanej do sieci OSDn, zmierzonej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe w miejscach dostarczenia URD z obszaru OSDn, na każdą godzinę doby handlowej, w podziale na sprzedawców, zagregowane na MB i MDD,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 115 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- c) przekazywania do PGE Dystrybucja S.A. skorygowanych danych pomiarowych URD z obszaru OSDn w celu ich przesłania do OSP w trybach korekty obowiązujących na Rynku Bilansującym zgodnie z IRiESP,
- d) niezwłocznego przekazywania PGE Dystrybucja S.A. informacji o wstrzymaniu lub zaprzestaniu świadczenia przez OSDn usług dystrybucji energii elektrycznej dla URD z obszaru OSDn lub o zaprzestaniu sprzedaży energii elektrycznej do tych URD przez Sprzedawcę,
- e) niezwłocznego informowania PGE Dystrybucja S.A. o okolicznościach mających wpływ na prawidłowość przekazywanych danych pomiarowych.

A.6.5. Przekazywanie danych przez PGE Dystrybucja S.A. do OSP obejmuje przekazywanie zagregowanych danych pomiarowych URD, przyłączonych do sieci OSDn nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:

- a) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego przez Sprzedawcę wybranego przez URDo z obszaru OSDn,
- b) na MB będące w posiadaniu POB wskazanego bezpośrednio przez URD_w z obszaru OSDn.

A.6.6. Wyznaczanie i przekazywanie przez OSDn danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych URD z obszaru OSDn do PGE Dystrybucja S.A. 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 przyczyn bilansowania PEP przez POB, prowadzącego bilansowanie handlowe w obszarze sieci PEP (której operatorem jest OSDn), będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych na MB tego POB, a tym samym dane pomiarowe URDn z obszaru OSDn 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 z obszaru OSDn, o ile nie ma sprzedawcy rezerwowego, będzie skutkować zaprzestaniem przekazywania przez PGE Dystrybucja S.A. danych pomiarowych na MB POB wybranego przez tego Sprzedawcę, a tym samym dane pomiarowe URD z obszaru OSDn będą powiększać zużycie energii elektrycznej PEP.

A.7. ZASADY REZERWOWEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB ŚWIADCZENIA REZERWOWEJ USŁUGI KOMPLEKSOWEJ

A.7.1. PGE Dystrybucja S.A. zawrze w imieniu i na rzecz URD umowę rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwową umowę kompleksową, jeżeli

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 116 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Sprzedawca nie rozpoczął lub zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej z następujących przyczyn:

- 1) trwałej lub przemijającej utraty przez Sprzedawcę lub przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe wskazany przez Sprzedawcę możliwości działania na rynku bilansującym,
- 2) niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia do realizacji PGE Dystrybucja S.A. przez Sprzedawcę obowiązującej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URD,
- 3) z innych przyczyn - z zastrzeżeniem okoliczności wskazanych w pkt. A.7.2.

Rezerwowa umowa kompleksowa może być zawarta przez PGE Dystrybucja S.A. dla URD w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu do 1 kV, którzy mają zawarte umowy kompleksowe.

A.7.2. PGE Dystrybucja S.A. nie zawrze rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej w sytuacji:

- 1) wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do URD, w przypadkach, o których mowa w art. 6 ust. 3 i ust. 3a oraz art. 6a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne,
- 2) zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, z zastrzeżeniem pkt. A.7.3.

A.7.3. W przypadku, o którym mowa w pkt. A.7.2. pkt. 2, PGE Dystrybucja S.A. informuje URD o braku zgłoszenia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej i wzywa URD do przedstawienia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Jeżeli URD nie przedstawi nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, PGE Dystrybucja S.A. zaprzestaje dostarczania energii do URD. Jeżeli URD przedstawi nową umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, PGE Dystrybucja S.A. zawiera rezerwową umowę sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwową umowę kompleksową z mocą od dnia zakończenia dotychczasowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, a przyjęcie do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej następuje zgodnie z zasadami zawartymi w IRiESD.

A.7.4. Warunkiem zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej przez PGE Dystrybucja S.A. jest wskazanie przez URD w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z PGE Dystrybucja S.A. lub udzielenie PGE Dystrybucja S.A. przez URD przy zawieraniu umowy kompleksowej ze Sprzedawcą pisemnego pełnomocnictwa, w którym URD wskaże wybranego przez siebie z wykazu, o którym mowa w pkt. A.3.8., sprzedawcę rezerwowego. Sprzedawca zobowiązany jest do przekazania PGE Dystrybucja S.A. tego pełnomocnictwa w formie elektronicznej (skan) wraz

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 117 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

ze zgłoszeniem umowy kompleksowej do realizacji. Jednocześnie Sprzedawca zobowiązany jest do przekazania PGE Dystrybucja S.A. oryginału powyższego upoważnienia, na każde żądanie PGE Dystrybucja S.A. najpóźniej w terminie 7 dni kalendarzowych od dnia otrzymania żądania.

A.7.5. Jeżeli PGE Dystrybucja S.A. stwierdzi, że zaistniała którakolwiek z przyczyn wskazanych w pkt. A.7.1., a URD:

- 1) nie udzieli pełnomocnictwa w sposób określony w pkt. A.7.4., albo
- 2) nie wskaże sprzedawcy rezerwowego w sposób określony w pkt. A.7.4., albo
- 3) wybrany sprzedawca rezerwowy nie zawrze lub nie będzie mógł zrealizować rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej,

PGE Dystrybucja S.A. zawrze w imieniu URD rezerwową umowę sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwową umowę kompleksową ze sprzedawcą wykonującym na jego obszarze zadania sprzedawcy z urzędu na podstawie upoważnienia zawartego w treści umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej. Sprzedawca na żądanie PGE Dystrybucja S.A. przekaże mu wyciąg z umowy kompleksowej z takim upoważnieniem nie później niż w terminie 7 dni kalendarzowych od otrzymania żądania.

A.7.6. W razie zaistnienia podstaw do rozpoczęcia przez Sprzedawcę rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej na rzecz URD PGE Dystrybucja S.A. w terminie 5 dni roboczych od stwierdzenia którejkolwiek z przyczyn wymienionych w pkt. A.7.1. złoży Sprzedawcy w imieniu i na rzecz URD oświadczenie o przyjęciu oferty rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej.

A.7.7. W terminie 10 dni kalendarzowych od złożenia Sprzedawcy przez PGE Dystrybucja S.A. oświadczenia, o którym mowa w pkt. A.7.6., PGE Dystrybucja S.A. zawiadomi na piśmie URD o przyczynach zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej, osobie sprzedawcy rezerwowego i jego danych teleadresowych, maksymalnym okresie obowiązywania umowy i prawie URD do wypowiedzenia umowy oraz o miejscu opublikowania przez Sprzedawcę rezerwowego innych warunków rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej, w tym ceny.

A.7.8. Rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa wchodzi w życie od dnia zaistnienia przesłanki jej zawarcia.

A.7.9. Z zastrzeżeniem pkt. A.7.10. i A.7.12., rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa ulega rozwiązaniu z chwilą:

- 1) ustania przyczyny jej zawarcia,
- 2) z dniem rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 118 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

na podstawie nowej umowy kompleksowej, zawartej przez URD z innym sprzedawcą podstawowym,

jednak nie później niż po upływie dwóch miesięcy od dnia, w którym weszła w życie, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego.

- A.7.10. Jeżeli rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa została zawarta z przyczyny opisanej w pkt. A.7.1. lit. 1), ulega ona rozwiązaniu z chwilą ustania takiej przyczyny, o ile Sprzedawca lub wskazany przez niego POB ponownie zaczął działać na rynku bilansującym przed upływem 21 dni kalendarzowych od dnia zaprzestania działania na tym rynku.
- A.7.11. PGE Dystrybucja S.A. niezwłocznie, nie później niż w ciągu 1 dnia roboczego od ustania przyczyny zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej informuje o tym fakcie Sprzedawcę rezerwowego.
- A.7.12. Rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowa umowa kompleksowa może zostać w każdym czasie wypowiedziana w formie pisemnej przez URD z zachowaniem 14-dniowego okresu wypowiedzenia. Sprzedawca jest zobowiązany do powiadomienia PGE Dystrybucja S.A. o wypowiedzeniu rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej w terminie 2 dni roboczych od otrzymania wypowiedzenia.
- A.7.13. Sprzedawca będzie każdorazowo informował PGE Dystrybucja S.A. o zaprzestaniu obowiązywania rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej z URD, a PGE Dystrybucja S.A. udostępni Sprzedawcy odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień rozwiązania rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub rezerwowej umowy kompleksowej.

B. ZASADY ZAWIERANIA UMÓW DYSTRYBUCJI Z URD

- B.1. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (zwana dalej umową dystrybucji) zawierana jest na wniosek URDo lub upoważnionego przez niego sprzedawcę lub podmiotu przyłączanego do sieci PGE Dystrybucja S.A. Umowy dystrybucji są zawierane w Oddziałach PGE Dystrybucja S.A. odpowiednio dla miejsca przyłączenia URDo do sieci dystrybucyjnej.
- B.2. W przypadku URDo, umowa dystrybucji winna zostać zawarta przed dniem złożenia do PGE Dystrybucja S.A. powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej, którą URDo zawarł z wybranym sprzedawcą, za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt. D.2.3. oraz D.3.5., dla których to przypadków umowa dystrybucji winna zostać zawarta przed datą rozpoczęcia świadczenia usług dystrybucji. Świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej wynikające z zawartej przez URDo umowy dystrybucji, następuje z datą wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej. Wymóg zawarcia umowy dystrybucji nie dotyczy zawartej wcześniej przez URDo i nowego Sprzedawcę umowy kompleksowej w gospodarstwie domowym.
- B.3. W przypadku URDw, umowa dystrybucji jest zawierana po wskazaniu POB przez URDw, z którym URDw zawarł stosowną umowę.
- B.4. Oddział PGE Dystrybucja S.A. odpowiedni do miejsca przyłączenia URDo do sieci dystrybucji wysyła parafowaną umowę dystrybucji w terminie:
- 1) do 7 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla URDo będących odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,
 - 2) do 21 dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o zawarcie umowy – dla pozostałych URDo, lecz nie później niż na 4 dni przed wejściem w życie zmiany sprzedawcy.
- B.5. Podpisana przez URDo lub upoważnionego pełnomocnika umowa dystrybucji, w treści zaproponowanej przez PGE Dystrybucja S.A. i uzgodnionej przez PGE Dystrybucja S.A. i URDo, winna zostać dostarczona do odpowiedniego Oddziału PGE Dystrybucja S.A. nie później niż w dniu otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- B.6. Zasady zgłaszania umów sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w pkt. B.2. określa pkt. D.
- B.7. W przypadku rozdzielenia przez URDo umowy kompleksowej, bez zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na oddzielne umowy: umowę sprzedaży i umowę dystrybucji, zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.6.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 120 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- B.8. W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., zawieranie umowy dystrybucji odbywa się przy zachowaniu postanowień pkt. B.2. – B.6.
- B.9. Sprzedawca zawiera umowę kompleksową z URDo na podstawie wydanego przez PGE Dystrybucja S.A. potwierdzenia możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenia parametrów dostaw.
- B.10. Potwierdzenie możliwości świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej i określenie parametrów dostaw, o których mowa w pkt. B.9. PGE Dystrybucja S.A. wydaje na wniosek Sprzedawcy w oparciu o dostarczone pełnomocnictwo URDo.

C. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH**C.1. WYZNACZANIE ORAZ PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH**

C.1.1. PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A.

PGE Dystrybucja S.A. może zlecić realizację niektórych funkcji Operatora Pomiarów innemu podmiotowi.

C.1.2. Administrowanie przez PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A.,
- c) wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych rzeczywistych miejscach dostarczania energii elektrycznej,
- d) udostępnianie OSP, sąsiadom OSDp, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
- e) rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w pkt. d), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.

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

- a) profilu energii lub mocy zarejestrowanego przez liczniki zainstalowane w układach pomiarowo-rozliczeniowych, umożliwiającego wyznaczenie pobrania/oddania energii przez URD z/do sieci OSDp w każdej godzinie doby, w podziale na PPE,
- b) okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii.

Dane pomiarowe są pozyskiwane z dokładnością, wynikająca z własności urządzeń pomiarowych i LSPR. Ilości energii, które ze względu na dokładność nie zostały zarejestrowane w okresie rozliczeniowym powinny zostać przeniesione do następnego okresu.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 122 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Dane pomiarowe, o których mowa:

- 1) w powyższym pkt. a) PGE Dystrybucja S.A. pozyskuje w zależności od technicznych możliwości ich pozyskania, jednak 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 w przypadku układów pomiarowo-rozliczeniowych nie posiadających zdalnej transmisji danych pomiarowych,
- 2) w powyższym pkt. b) PGE Dystrybucja S.A. pozyskuje w cyklach zgodnych z okresem rozliczeniowym usług dystrybucji energii elektrycznej będących przedmiotem umów dystrybucyjnych zawartych pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD. Okres rozliczeniowy wynika z przyjętego przez PGE Dystrybucja S.A. harmonogramu odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

C.1.4. Ilości energii elektrycznej dla MDD i MB zdefiniowanych na obszarze PGE Dystrybucja S.A. wyznaczone są w następujących cyklach:

- a) podstawowym – podczas, którego od $n+1$ do $n+4$ Doby handlowej, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza ilości energii elektrycznej dla n -tej Doby handlowej; wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSP i stanowią podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym;
- b) korygującym – odpowiadającym cyklowi korekt na Rynku Bilansującym, podczas którego PGE Dystrybucja S.A. koryguje wyznaczone wcześniej ilości energii elektrycznej. Wyznaczone ilości energii elektrycznej zgłaszane są do OSP i stanowią podstawę do rozliczeń korygujących na Rynku Bilansującym, z zastrzeżeniem pkt. C.2.2.

C.1.5. PGE Dystrybucja S.A. 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.1.6. PGE Dystrybucja S.A. wyznacza rzeczywiste ilości energii, o których mowa w pkt. C.1.5., wynikające z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:

- a) uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
- b) 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,
- c) danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych lub,
- d) standardowych profili zużycia (o których mowa w rozdziale G), ilości energii wyznaczonych w sposób określony w pkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 123 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- C.1.7. 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.1.8. W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w pkt. C.1.7., 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 okresu poprzedzającego awarię lub ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia następnego po awarii.
- C.1.9. W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych brakiem lub awarią układu transmisji danych pomiarowych lub zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, PGE Dystrybucja S.A. w procesie udostępniania danych pomiarowych wykorzystuje dane wyznaczone zgodnie z IRiESD, pozyskane lokalnie, albo zgłoszone przez Sprzedawcę, POB lub URD.
- C.1.10. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe udostępniane są przez PGE Dystrybucja S.A. dla podmiotów posiadających zawarte umowy dystrybucji na zasadach i w terminach określonych w tych umowach oraz niniejszej IRiESD.
- C.1.11. Na potrzeby rozliczeń Rynku Bilansującego, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza i udostępnia godzinowe dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe, zgodnie z zasadami i terminami określonymi w IRiESP oraz IRiESD, dla:
- OSP jako zagregowane MB rynku bilansującego,
 - POB jako zagregowane MB rynku bilansującego i MDD bilansowanych sprzedawców i URD_w,
 - sprzedawców jako zagregowane MDD,
- zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.
- PGE Dystrybucja S.A. udostępnia dane z dokładnością do 1 kWh, dokonując zaokrągleń zgodnie z ogólnie obowiązującymi zasadami.
- C.1.12. Na potrzeby rozliczeń Rynku Detalicznego PGE Dystrybucja S.A. udostępnia następujące dane pomiarowe:
- Sprzedawcom:
 - o zużyciu odbiorców w okresie rozliczeniowym, umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej poszczególnych URD – przekazywane do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego opłat dystrybucyjnych,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 124 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- godzinowe URD po ich pozyskaniu przez PGE Dystrybucja S.A. zgodnie z pkt. C.1.3.1).

Sposób przekazywania danych określa GUD lub GUD-K zawarta pomiędzy Sprzedawcą i PGE Dystrybucja S.A.

b) URD:

- o zużyciu w PPE za okres rozliczeniowy lub umożliwiające wyznaczenie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, przekazywane wraz z fakturą za usługi dystrybucyjne.

zachowując zgodność przekazywanych ww. podmiotom danych.

C.1.13. Udostępnianie wstępnych danych pomiarowych odbywa się na zasadach określonych w GUD.

C.1.14. Dane pomiarowe wyznaczone na potrzeby rozliczeń 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, PGE Dystrybucja S.A. przekazuje skorygowane dane także do podmiotów wymienionych w pkt. C.1.11. lit. b) i c).

C.1.15. URD, Sprzedawcy oraz OSDn oraz POB mają prawo wystąpić do PGE Dystrybucja S.A. z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w rozdziale H niniejszej IRiESD-Bilansowanie.

C.1.16. PGE Dystrybucja S.A. wyznacza energię rzeczywistą w Miejscach Bilansowania typu MB_{OSD} oraz MB_{ZW} na podstawie zapisów IRiESP oraz umowy przesyłowej zawartej z OSP oraz odpowiednio umowy zawartej pomiędzy parą OSDp.

C.2. ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH DLA _{SM}MDD SPRZEDAWCY MACIERZYSTEGO

C.2.1. Określenie ilości energii elektrycznej dla _{SM}MDD Sprzedawcy Macierzystego (SM) wymaga realizacji następujących działań:

- 1) określenie ilości energii elektrycznej dla MDD i MB zdefiniowanych na obszarze PGE Dystrybucja S.A., z wyłączeniem _{SM}MDD;
- 2) określenie ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej dla *n*-tej Doby handlowej;
- 3) wyznaczenie ilości energii elektrycznej dla _{SM}MDD dla *n*-tej Doby handlowej;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 125 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 4) korygowanie ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ oraz ilości energii elektrycznej dla JG_{BI} PGE Dystrybucja S.A.
- C.2.2. Ilości energii elektrycznej dla $_{SM}MDD$ wyznaczane w cyklu korygującym, stanowią podstawę rozliczeń obejmujących PGE Dystrybucja S.A. i Sprzedawcę Macierzystego (SM).
- C.2.3. Określanie ilości energii elektrycznej dla MB zdefiniowanych na obszarze PGE Dystrybucja S.A., z wyłączeniem $_{SM}MDD$, odbywa się zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale C.1. *Wyznaczanie oraz przekazywanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.*
- C.2.4. W cyklu podstawowym, ilości energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej dla h -tej godziny n -tej Doby handlowej, wyznacza się według następujących zasad:
- ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej wyznaczana jest od $n+1$ do $n+4$ Doby handlowej, na podstawie zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A.;
 - ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej, określa się korzystając z następującej zależności:

$$E_{RBh} = K_{RB} \times Z_{OSDh}$$

gdzie:

- E_{RBh} – ilość energii elektrycznej pobranej na pokrycie różnicy bilansowej w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej;
- K_{RB} – współczynnik określony zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.5;
- Z_{OSDh} – zapotrzebowanie na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A. w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej określone zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.6.;
- c) wyznaczona zgodnie z zależnością określoną w podpunkcie b) ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej, stanowi podstawę do wyznaczenia ilości dostaw energii elektrycznej $_{SM}MDD$ dla h -tej godziny n -tej Doby handlowej.
- C.2.5. Wartość współczynnika K_{RB} określa się dla każdego miesiąca, na podstawie danych historycznych zawartych w sprawozdaniu G-10.7 dla odpowiednich okresów z ostatnich trzech lat, korzystając z następującej zależności:

$$K_{RB} = \frac{E_{RBs}}{E_{OSP_s}^{+/-} + E_{WYT_s}^{+/-} + E_{OSD_s}^{+/-} + E_{WM_s}^{+/-}}$$

gdzie:

- E_{RBs} – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej pobrana na pokrycie różnicy bilansowej, w tym na pokrycie strat technicznych powstałych w wyniku dystrybucji energii elektrycznej oraz

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 126 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

nielegalnego poboru energii elektrycznej,

- $E_{OSP_s}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. z/do sieci OSP,
- $E_{WYT_s}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez wytwórców,
- $E_{OSD_s}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez innych OSD,
- $E_{WM_s}^{+/-}$ – średnia miesięczna ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. w ramach wymiany międzynarodowej.

C.2.6. Zapotrzebowanie na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A., w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej, określa się zgodnie z zależnością:

$$Z_{OSDh} = E_{OSP_h}^{+/-} + E_{WYT_h}^{+/-} + E_{OSD_h}^{+/-} + E_{URD_Wh}^{+/-} + E_{WM_h}^{+/-}$$

gdzie:

- $E_{OSP_h}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. z/do sieci OSP, w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej;
- $E_{WYT_h}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez wytwórców, w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej;
- $E_{OSD_h}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez innych OSD, w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej;
- $E_{URD_Wh}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD_W, w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej, w punktach niezakwalifikowanych do obszaru Rynku Bilansującego,
- $E_{WM_h}^{+/-}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. w ramach wymiany międzynarodowej, w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej.

Do wyznaczenia Z_{OSDh} , o którym mowa powyżej, przyjmuje się dane składowe zgodne z danymi przyjętymi do Rozliczeń na Rynku Bilansującym. W przypadku braku takich danych, PGE Dystrybucja S.A. wyznacza tę wielkość na podstawie danych przekazanych do rozliczeń na Rynku Bilansującym.

C.2.7. W cyklu podstawowym ilości energii elektrycznej dla s_M MDD dla h -tej godziny n -tej Doby handlowej określa się korzystając z następującej zależności:

$$E_{SMh} = Z_{OSDh} - E_{MDD_URD_Sh}^{-/+} - E_{MDD_URD_Ph}^{-/+} - E_{RBh}$$

gdzie:

- Z_{OSDh} – zapotrzebowanie na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A., w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej, wyznaczone zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.6;

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 127 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- $E_{MDD_URD_Sh}^{-/+}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzonej/pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. w MDD URD, dla których SM nie jest sprzedawcą, w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej;
- $E_{MDD_URD_Ph}^{-/+}$ – ilość energii elektrycznej wprowadzonej/pobranej z sieci PGE Dystrybucja S.A. w MDD URD, dla których SM zapewnia bilansowanie handlowe, w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej;
- E_{RBh} – ilość energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej PGE Dystrybucja S.A., wyznaczona przy wykorzystaniu zależności przedstawionej w pkt. C.2.4., w h -tej godzinie n -tej Doby handlowej.

- C.2.8. Ilość energii elektrycznej dla SM_{MDD} wyznaczona zgodnie z zależnością przedstawioną w pkt. C.2.7. i agregowana w MB POB SM oraz ilość energii elektrycznej dla MB innych URB na obszarze PGE Dystrybucja S.A., są zgłaszane do OSP jako rzeczywiste ilości energii i stanowią podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym.
- C.2.9. Ilości energii elektrycznej dla JG_{BI} PGE Dystrybucja S.A. na Rynku Bilansującym, zgodnie z IRiESP-Bilansowanie, wyznaczana jest jako wielkość domykająca bilans energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..
- C.2.10. Wyznaczenie rzeczywistej ilości energii elektrycznej dla SM_{MDD} odbywa się dla każdego miesiąca (dane wstępne) oraz dla roku kalendarzowego (dane ostateczne).
- C.2.11. Wyznaczenie ilości energii elektrycznej, o których mowa w pkt. C.2.10., dokonuje się na podstawie danych zawartych w przyjętych sprawozdaniach G-10.4/G-10.7, przy czym:
- dane wstępne wyznacza się w okresach miesięcznych na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu G-10.4/G-10.7,
 - dane ostateczne wyznacza się po zakończonym roku kalendarzowym na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu G-10.4 (roczne) i G-10.7 (roczne).
- C.2.12. Korygowanie ilości energii elektrycznej dla SM_{MDD} , odbywa się według następującego algorytmu:
- dla każdego miesiąca i roku kalendarzowego, PGE Dystrybucja S.A. na podstawie sprawozdań G-10.4/G-10.7 wyznacza ilość energii elektrycznej zaewidencjonowaną dla odbiorców obsługiwanych przez SM, korzystając z zależności:

$$E_{SMm} = E_{SM_URDm} + E_{SM_Wm} + E_{SM_PWm} + E_{OSD_PWm}$$

gdzie:

- E_{SM_URDm} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD, którym SM sprzedaje energię, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w m -tym okresie,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 128 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- E_{SM_Wm} – ilość energii elektrycznej wprowadzona/pobrana do/z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez URD_W, dla których SM zapewnia bilansowanie handlowe, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w m -tym okresie,
- E_{SM_PWm} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci PGE Dystrybucja S.A. przez SM i zużyta na potrzeby własne SM, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w m -tym okresie,
- E_{OSD_PWm} – ilość energii elektrycznej pobrana z sieci PGE Dystrybucja S.A. i zużyta na potrzeby własne PGE Dystrybucja S.A., dla których SM jest Sprzedawcą, zgodna z danymi zaewidencjonowanymi przez PGE Dystrybucja S.A. w m -tym okresie,

- b) PGE Dystrybucja S.A. określa różnicę pomiędzy ilością energii elektrycznej wyznaczaną zgodnie z zależnością przedstawioną w podpunkcie a), a sumą ilości energii elektrycznej zgłoszoną do OSP na Rynek Bilansujący dla SM^{MDD} w MB_O POB SM, wykorzystując następującą zależność:

$$\Delta E_{SMm} = E_{SMm} - \sum_{h=1}^H E_{SMh}$$

- E_{SMm} – ilość energii elektrycznej wyznaczona przez PGE Dystrybucja S.A. dla SM^{MDD} w m -tym okresie zgodnie z zależnością przedstawioną w punkcie C.2.12 a),
- E_{SMh} – ilość energii elektrycznej dla SM^{MDD} , dla h -tej godziny n -tej Doby handlowej m -tego okresu będąca podstawą do rozliczeń na rynku bilansującym wyznaczona zgodnie z zależnością przedstawioną w punkcie C.2.7, z uwzględnieniem zasad zawartych w pkt. C.1.14,
- H – liczba godzin w m -tym okresie,

- c) ilość energii elektrycznej, wyznaczona zgodnie z zależnością przedstawioną w podpunkcie b), stanowi podstawę do rozliczeń korygujących dotyczących SM i PGE Dystrybucja S.A.

C.2.13. PGE Dystrybucja S.A. udostępnia SM następujące informacje:

- a) obowiązujące wartości współczynnika KRB,
- b) grafik zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze PGE Dystrybucja S.A., o którym mowa w pkt. C.2.6 wyznaczony w cyklach, o których mowa w pkt. C.1.4
- c) grafik energii elektrycznej dla SM^{MDD} wyznaczony w cyklach, o których mowa w pkt. C.1.4.

Do chwili gdy Sprzedawca Macierzysty posiada na terenie PGE Dystrybucja S.A. więcej niż jeden aktywny kod sprzedawcy, dane o których mowa w punkcie c) powyżej, będą wyznaczane oddzielnie na każdy kod sprzedawcy.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 129 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

D. PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY ORAZ OBSŁUGI ZGŁOSZEŃ O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

D.1. WYMAGANIA OGÓLNE

D.1.1. Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych zawarta w niniejszym rozdziale, dotyczy URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.

D.1.2. Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, są Generalne Umowy Dystrybucji GUD lub GUD-K, zawarte przez sprzedawcę z PGE Dystrybucja S.A..

D.1.3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe URDo chcących skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia pkt. II.4.7. IRiESD najpóźniej na dzień zmiany sprzedawcy.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy powinien spełniać wymagania określone w pkt. II.4.7. IRiESD za wyjątkiem URDo zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G.1., dla których PGE Dystrybucja S.A. może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G IRiESD.

Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych URDo do wymagań określonych w II.4.7. IRiESD nie dotyczy również rozdzielenia umowy kompleksowej.

D.1.4. Przy każdej zmianie przez URDo sprzedawcy lub w przypadku rozdzielenia umowy kompleksowej, dokonywany jest przez PGE Dystrybucja S.A. odczyt wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Ustalenie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy, dokonywane jest na podstawie odczytu wykonanego maksymalnie z pięciodniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem.

Dla URDo przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. na niskim napięciu, PGE Dystrybucja S.A. może w uzasadnionych przypadkach ustalić wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego na dzień zmiany sprzedawcy lub rozdzielenia umowy kompleksowej również na podstawie:

- 1) odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dokonanego przez URDo na dzień zmiany sprzedawcy i przekazanego do PGE Dystrybucja S.A. najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy oraz zweryfikowanego i przyjętego przez PGE Dystrybucja S.A.
- 2) ostatniego posiadanego odczytu, jednak nie starszego niż 6 miesięcy, przeliczonego na dzień zmiany sprzedawcy na podstawie przyznanego profilu lub średniodobowego zużycia energii w ostatnim okresie rozliczeniowym, za który PGE Dystrybucja S.A. posiada odczytane wskazania, w przypadku braku możliwości dokonania odczytu układu

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 130 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

pomiarowo-rozliczeniowego w sposób, o którym mowa w pkt. 1 lub jego negatywnej weryfikacji przez OSD.

PGE Dystrybucja S.A. przekazuje dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy wyznaczone na dzień zmiany sprzedawcy dane pomiarowe odbiorcy, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, umożliwiające dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z odbiorcą, nie później niż w okresie 35 dni kalendarzowych od dnia dokonania tej zmiany.

- D.1.5. 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.1.6. Na dzień zmiany sprzedawcy URDo bezwzględnie musi mieć zawartą z PGE Dystrybucja S.A. umowę o świadczenie usług dystrybucji. Powyższe nie dotyczy przypadku zmiany sprzedawcy w oparciu o umowę kompleksową. Umowa kompleksowa dotyczy wyłącznie URDo w gospodarstwach domowych.
- D.1.7. URDo może zawrzeć dla jednego PPE dowolną ilość umów sprzedaży energii elektrycznej. W umowie o świadczenie usług dystrybucji URDo wskazuje jednak tylko jednego ze swoich sprzedawców, który dokonuje powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. Rzeczywista ilość energii w PPE URDo, będzie wykazywana w MB POB wskazanego w Generalnej Umowie Dystrybucji przez tego sprzedawcę, zgodnie z pkt. C.1.5.
- D.1.8. Zmiana sprzedawcy nie może powodować pogorszenia technicznych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej.
- D.1.9. Proces zmiany sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 21 dni kalendarzowych licząc od momentu otrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. powiadomień, o których mowa w pkt D.2.1.

D.2. ZASADY POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB UMOWACH KOMPLEKSOWYCH

- D.2.1. URDo lub upoważniony przez URDo nowy Sprzedawca zgłasza do PGE Dystrybucja S.A. w formie powiadomienia informacje o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, nie późniejszym niż 90 dni kalendarzowych od dnia złożenia powiadomienia.

Powiadomienie jest zgłaszane do odpowiednich Oddziałów PGE Dystrybucja S.A. w formie elektronicznej za pomocą udostępnionego

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 131 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

przez PGE Dystrybucja S.A. dedykowanego oprogramowania lub systemu wymiany informacji lub formie papierowej w przypadku nie posiadania przez dany Oddział PGE Dystrybucja S.A. dedykowanego oprogramowania lub systemu wymiany informacji. Powiadomienia przyjmują w imieniu PGE Dystrybucja S.A. Oddziały PGE Dystrybucja S.A. właściwe ze względu na miejsce przyłączenia URDo do sieci dystrybucyjnej. Zasięg terytorialny poszczególnych Oddziałów opisano w Załączniku nr 5 do IRiESD.

Formę dokonywania zgłoszeń umów sprzedaży na obszarze poszczególnych Oddziałów określa PGE Dystrybucja S.A. oraz zamieszcza je na stronie internetowej pod adresem www.pgedystrybucja.pl.

D.2.2. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. określa Załącznik nr 3 do IRiESD.

Wzór formularza powiadomienia stosowany przez PGE Dystrybucja S.A. zamieszczony jest na stronie internetowej pod adresem www.pgedystrybucja.pl (w przypadku przyjmowania zgłoszeń w formie papierowej) lub udostępniany przez PGE Dystrybucja S.A. za pomocą dedykowanego oprogramowania lub systemu wymiany informacji. Do powiadomienia należy dołączyć dokumenty zgodnie z wykazem zawartym w formularzu powiadomienia. W przypadku zgłoszeń dokonywanych poprzez dedykowane oprogramowania lub systemy wymiany informacji dopuszcza się załączenie ww. dokumentów w formie elektronicznej – skan, o ile Strony w zawartej Umowie GUD lub GUD-K uzgodniły taką formę przekazywania dokumentów.

D.2.3. Powiadomienie o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej winno być dokonane na co najmniej 21-dni kalendarzowych przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży w ramach nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

W przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. lub zmiany URDo dla istniejącego PPE przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.:

- Powiadomienie winno być złożone wraz z wnioskiem o zawarcie umowy dystrybucji, w sytuacji, gdy nie jest to umowa kompleksowa.
- Planowany termin wejścia w życie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wskazany w powiadomieniu jest weryfikowany przez PGE Dystrybucja S.A.. PGE Dystrybucja S.A. poinformuje Sprzedawcę o dacie uruchomienia dostaw, która może być inna niż wskazana w powiadomieniu.

D.2.4. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do informowania PGE Dystrybucja S.A. o zmianach dokonanych w ww. umowie, w zakresie danych określonych w formularzu, o którym mowa w pkt. D.2.2. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu określonym przez PGE Dystrybucja S.A. z co najmniej 14-sto dniowym wyprzedzeniem lub niezwłocznie po uzyskaniu dokumentów potwierdzających aktualizację danych, a w przypadku gdy zmiana dotyczy

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 132 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

zaprzestania sprzedaży (z wyłączeniem: zmiany sprzedawcy lub w przypadku wstrzymania przez PGE Dystrybucja S.A. dostawy energii elektrycznej do URD na wniosek Sprzedawcy) nie później niż na 5 dni roboczych przed zakończeniem sprzedaży energii elektrycznej URD

- D.2.5. Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej są zobowiązane do powiadomienia PGE Dystrybucja S.A., nie później niż na 14 dni kalendarzowych przed upływem terminu obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URDo na czas określony, o zawarciu przez Sprzedawcę nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z tym URDo lub przedłużenia obowiązywania dotychczasowej umowy w drodze aneksu. Powiadomienia należy dokonać zgodnie z pkt. D.2.1. na formularzu, którego zakres określa Załącznik nr 3 do IRiESD.
- D.2.6. Sprzedawca zobowiązany jest do potwierdzenia PGE Dystrybucja S.A., nie później niż na 30 dni kalendarzowych przed datą zakończenia obowiązywania umów zawartych na czas określony, braku sprzedaży energii po dacie zakończenia obowiązywania umowy.
- D.2.7. W przypadku potwierdzenia przez Sprzedawcę, o którym mowa w pkt. D.2.6., zakończenia obowiązywania umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z URDo PGE Dystrybucja S.A., w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania od Sprzedawcy powyższego potwierdzenia, informuje URDo o braku możliwości dostarczania energii elektrycznej po zakończeniu obowiązywania dotychczasowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. OSD informuje również o konieczności zawarcia i zgłoszenia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej w trybie zgodnym z IRiESD. W przypadku niedopełnia powyższego przez URDo OSD wszczyna procedurę odłączenia dostawy energii elektrycznej.
- D.2.8. W przypadku braku powiadomienia lub niedotrzymania przez Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej terminu, o którym mowa w pkt. D.2.5. lub D.2.6. uznaje się, że sprzedaż energii elektrycznej do URDo jest nadal prowadzona przez obecnego Sprzedawcę na dotychczasowych warunkach – do momentu dokonania przez Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zgłoszenia określonego w pkt. D.2.4. lub zgłoszenia nowych warunków umowy sprzedaży zgodnie z pkt. D.2.5.

D.3. PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ URDo

- D.3.1. URDo dokonuje wyboru sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową. Umowa kompleksowa dotyczy wyłącznie URDo w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci niskiego napięcia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 133 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- D.3.2. URDo lub upoważniony przez URDo nowy Sprzedawca wypowiada umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą z dotychczasowym sprzedawcą energii elektrycznej.
- Umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierana jest przed rozwiązaniem umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, zawartej przez tego URDo z dotychczasowym sprzedawcą.
- D.3.3. URDo lub upoważniony przez niego nowy sprzedawca powiadamia PGE Dystrybucja S.A. (na zasadach opisanych w pkt. D.2.) o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez tego URDo z nowym sprzedawcą. W powiadomieniu sprzedawca może określić dzień rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej URDo, w przypadku, gdy dzień ten przypada później niż 21 dni kalendarzowych od daty powiadomienia.
- D.3.4. URDo, w dniu złożenia przez sprzedawcę powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3., dotyczącego zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej (nie dotyczy zgłoszeń umów kompleksowych), powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z PGE Dystrybucja S.A., za wyjątkiem sytuacji opisanej w pkt. D.2.3. i pkt. D.3.5.
- D.3.5. W przypadku braku zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, o której mowa w pkt. D.3.4., należycie umocowany sprzedawca działający w imieniu i na rzecz URDo zawiera umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z PGE Dystrybucja S.A., na warunkach wynikających z:
- wzoru umowy o świadczenie usług dystrybucji zamieszczonego na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.,
 - taryfy PGE Dystrybucja S.A. zatwierdzonej przez Prezesa URE oraz IRiESD,
 - dotychczasowej umowy kompleksowej w zakresie warunków technicznych świadczenia usług dystrybucji, grupy taryfowej oraz okresu rozliczeniowego, o ile postanowienia umowy kompleksowej w tym zakresie nie są sprzeczne z zatwierdzoną taryfą PGE Dystrybucja S.A. oraz wzorem umowy, o którym mowa powyżej w ppkt. i.
- Sprzedawca działający na podstawie pełnomocnictwa URDo obowiązany jest przekazać PGE Dystrybucja S.A. kopię tego pełnomocnictwa poświadczoną za zgodność z oryginałem, z zastrzeżeniem regulacji określonych w pkt. D.2.2.. Poświadczenia za zgodność może także dokonać pracownik lub pełnomocnik nowego sprzedawcy.
- D.3.6. W sytuacji wskazanej w pkt. D.3.5., w przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3., PGE Dystrybucja S.A. przekazuje nowemu Sprzedawcy parafowaną umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej celem jej podpisania zgodnie z posiadanym pełnomocnictwem.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 134 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

D.3.7. PGE Dystrybucja S.A. w terminie do 5 dni roboczych od dnia otrzymania powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3, dokonuje jego weryfikacji w zakresie określonym w pkt. D.2.2. oraz informuje podmiot, który przedłożył powiadomienie o wyniku weryfikacji.

Powiadomienia weryfikowane są również w zakresie dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymagań zawartych w pkt. II.4.7. IRiESD, posiadania przez URDo umowy dystrybucji zawartej z PGE Dystrybucja S.A., pełnomocnictwa, o którym mowa w pkt. D.3.5. oraz w przypadku zgłaszania umów kompleksowych parametrów technicznych dostaw.

D.3.8. Jeżeli powiadomienie, o którym mowa w pkt. D.3.3. zawiera braki formalne lub błędy, PGE Dystrybucja S.A. informuje o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego powiadomienia, wykazując wszystkie braki lub błędy i informując o konieczności ich uzupełnienia lub poprawy.

Lista braków lub błędów wymagających uzupełnienia lub poprawy w złożonym powiadomieniu:

1. Brak danych w złożonym formularzu powiadomienia w pozycji „nr”.
2. Korekta danych w złożonym formularzu powiadomienia w pozycji „nr”.
3. Brak pełnomocnictwa udzielonego Sprzedawcy przez Odbiorcę.
4. Brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD lub pełnomocnictwa dla sprzedawcy działającego w imieniu i na rzecz URDo do zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z PGE Dystrybucja S.A..
5. Brak wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej – w przypadku URDo przyłączanych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.
6. Brak potwierdzenia możliwości świadczenia usług dystrybucji i określenia parametrów technicznych dostaw - dla nowoprzyłączanego PPE
7. Brak wniosku o zmianę parametrów dostaw.
8. Brak protokołu zdawczo-odbiorczego ze stanem licznika w przypadku zgłoszenia zmiany odbiorcy w PPE (cesja umowy sprzedaży).
9. Brak umocowania osoby dokonującej zgłoszenia umowy sprzedaży ze strony sprzedawcy.

W przypadku:

- a) braku umowy dystrybucji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a POB Sprzedawcy,
- b) stwierdzenia, że dla danego PPE (w zgłaszanym okresie) proces zmiany sprzedawcy jest w trakcie przetwarzania zgodnie z wcześniejszym zgłoszeniem Sprzedawcy lub URD,
- c) braku Generalnej Umowy Dystrybucji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a danym Sprzedawcą,

nie informuje się o konieczności uzupełnienia powiadomienia, natomiast przekazuje się informację o negatywnym wyniku weryfikacji.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 135 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- D.3.9. Jeżeli braki formalne lub błędy, o których mowa w punkcie D.3.8. nie zostaną uzupełnione w terminie nie dłuższym niż 5 dni roboczych, PGE Dystrybucja S.A. dokonuje negatywnej weryfikacji powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.3.3., z zastrzeżeniem D.1.3., informując o tym podmiot, który przedłożył powiadomienie oraz dotychczasowego sprzedawcę.
- D.3.10. PGE Dystrybucja S.A., w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.7. przekazuje do nowego sprzedawcy informację o pozytywnym lub negatywnym wyniku przeprowadzonej weryfikacji w postaci odpowiedniego kodu. Listę kodów zawiera Załącznik nr 4 do IRIESD.
- D.3.11. W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomienia o jego wyniku informowany jest dotychczasowy sprzedawca w terminie nie przekraczającym ostatniego dnia weryfikacji, o którym mowa w pkt. D.3.7.
- D.3.12. W celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt. D.3.1, URDo zawiera z PGE Dystrybucja S.A. umowę dystrybucji lub dokonuje aktualizacji umowy. Umowa dystrybucji może być zawarta przez upoważniony podmiot (np. Sprzedawcę) w imieniu i na rzecz URDo. Wymóg zawarcia umowy dystrybucji nie dotyczy zawartej wcześniej przez URDo i nowego Sprzedawcę umowy kompleksowej w gospodarstwie domowym.
- D.3.13. PGE Dystrybucja S.A. przekazuje do URDo informację o przyjęciu do realizacji nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej wraz z oznaczeniem nowego sprzedawcy.

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 oraz IRiESP-Bilansowanie.

POB jest ustanawiany przez:

- a) Sprzedawcę, który zamierza sprzedawać energię elektryczną URD typu odbiorca (URDo), przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.;
- b) URD typu wytwórca (URD_w), przyłączonego do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.

URDo wskazuje w umowie dystrybucyjnej zawartej z PGE Dystrybucja S.A. ustanowionego przez sprzedawcę POB, który będzie bilansował handlowo punkty poboru energii (PPE) tego URDo.

E.2. Proces przejścia przez POB odpowiedzialności za bilansowanie handlowe sprzedawcy lub URD_w, jest realizowany według następującej procedury:

- 1) Sprzedawca lub URD_w powiadamia PGE Dystrybucja S.A. na formularzu zgodnym ze wzorem określonym w umowie dystrybucji, który jest zamieszczony na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A. o planowanym przejściu 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) PGE Dystrybucja S.A. dokonuje weryfikacji poprawności wypełnienia powiadomienia w ciągu 5 dni roboczych po jego otrzymaniu, pod względem poprawności i zgodności z zawartymi umowami dystrybucyjnymi,
- 3) PGE Dystrybucja S.A. w przypadku pozytywnej weryfikacji:
 - a) niezwłocznie informuje dotychczasowego POB o dacie, w której przestaje pełnić funkcję POB oraz dokonuje aktualizacji stosownych postanowień umowy dystrybucji z tym POB,
 - b) niezwłocznie 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 URDo posiadających umowę sprzedaży ze Sprzedawcą lub miejsca dostarczania URD_w do MB nowego POB,
- 4) PGE Dystrybucja S.A. w przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia, o którym mowa w ppkt. 1), niezwłocznie informuje nowego POB oraz sprzedawcę lub URD_w o przyczynach negatywnej weryfikacji. Brak pozytywnego wyniku weryfikacji zgłoszeń powiązany z jednoczesnym zakończeniem pełnienia dla sprzedawcy przez dotychczasowego POB odpowiedzialności za bilansowanie handlowe w wyniku wygaśnięcia lub

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 137 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

rozwiązania umowy o bilansowanie pomiędzy tymi podmiotami skutkuje przejęciem URDo przypisanych do sprzedawcy, dla którego prowadzony był proces zmiany POB przez sprzedawcę rezerwowego.

- 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 URDw w związku z zaprzestaniem lub zawieszeniem działalności przez dotychczasowego POB na rynku bilansującym, jeżeli sprzedawca lub URDw przekaże PGE Dystrybucja S.A. formularz, 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 PGE Dystrybucja S.A. 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, PGE Dystrybucja S.A. przeprowadza zmiany w konfiguracji i strukturze obiektowej i podmiotowej rynku detalicznego, które obejmują POB przekazującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe (dotychczasowy POB) i POB przejmującego tą odpowiedzialność (nowy 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) URDo mogą być bilansowani handlowo tylko w MB_o.
- E.5. Jeżeli PGE Dystrybucja S.A. otrzyma powiadomienie, o którym mowa w pkt. E.2, ppkt. 1), od sprzedawcy lub URD_w przed datą nadania i uaktywnienia na rynku bilansującym MB nowego POB w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP, wówczas weryfikacja powiadomienia o zmianie POB jest negatywna.
- E.6. Z zastrzeżeniem pkt. E.2. – E.4. w przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub URD_w jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, zaprzestanie niezależnie od przyczyny 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 URDo lub na PGE Dystrybucja S.A. w przypadku utraty POB przez URD_w. Jednocześnie z tym dniem sprzedaż energii do URDo przejmuje sprzedawca rezerwowy.
- E.7. Jeżeli sprzedaży energii do URDo, w przypadku o którym mowa w pkt. E.6., nie przejmie sprzedawca rezerwowy lub URDo utraci sprzedawcę rezerwowego, a URDo nie wskaże nowego sprzedawcy rezerwowego albo sprzedawca

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 138 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- rezerwowo utraci wskazanego przez siebie POB jako odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wówczas URD_w traci sprzedawcę rezerwowego.
- E.8. Jeżeli URD_w utraci wskazany przez siebie podmiot odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe, wówczas URD_w, w porozumieniu z PGE Dystrybucja S.A. winien zaprzestać wprowadzania energii do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. W powyższym przypadku umowa o świadczenia usług dystrybucji zawarta z PGE Dystrybucja S.A. zostaje rozwiązana. 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 zawartej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD_w.
- E.9. PGE Dystrybucja S.A. 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.
- E.10. POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy lub URD_w jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania PGE Dystrybucja S.A. i sprzedawcy lub URD_w, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- E.11. Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez sprzedawcę lub URD_w POB, skutkuje jednoczesnym zaprzestaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy lub URD_w i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy lub URD_w przez POB na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.

F. ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

F.1. PGE Dystrybucja S.A. udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucji oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

F.2. Informacje ogólne udostępnione są przez PGE Dystrybucja S.A.:

- a) na stronach internetowych PGE Dystrybucja S.A.,
- b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych PGE Dystrybucja S.A.,
- c) w punktach obsługi klienta.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.

F.3. Na zapytanie uczestnika rynku, a w szczególności odbiorcy, złożone następującymi drogami:

- a) osobiście w punkcie obsługi klienta,
- b) listownie na adres PGE Dystrybucja S.A.
- c) pocztą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) telefonicznie,

PGE Dystrybucja S.A. udziela szczegółowych informacji w formie ustnej lub pisemnej następującymi drogami:

- a) w punkcie obsługi klienta,
- b) listownie na adres wskazany przez odbiorcę,
- c) pocztą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) telefonicznie.

W przypadku złożenia zapytania odbiorcy osobiście w punkcie obsługi klienta lub pisemnie PGE Dystrybucja S.A. udziela odbiorcy odpowiedzi w formie oczekiwanej przez odbiorcę.

Adresy email, numery faksu oraz telefonów, o których mowa powyżej zamieszczone są na stronie internetowej PGE Dystrybucja S.A.

PGE Dystrybucja S.A. udziela odpowiedzi na zapytanie pisemne w terminie nie później niż 14 dni kalendarzowych od dnia złożenia zapytania.

F.4. PGE Dystrybucja S.A. informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:

- a) uwarunkowaniach formalno-prawnych,
- b) ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 140 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- c) procedurze zmiany sprzedawcy,
- d) wymaganych umowach,
- e) prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
- f) procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
- g) zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
- h) warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.

F.5. PGE Dystrybucja S.A. zamieszcza na fakturach za świadczone usługi dystrybucyjne dane kontaktowe w zakresie obsługi klienta, takie jak: adres e-mail, numer telefonu oraz faksu.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 141 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

G. ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

- G.1. PGE Dystrybucja S.A. określa standardowe profile zużycia (profile) z zachowaniem należytej staranności na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez PGE Dystrybucja S.A. spośród odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN o mocy umownej nie większej niż 40 kW, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Wykaz profili dostępnych dla odbiorców profilowanych zestawiono w tab. T.1, zaś godzinowe profile wyznaczone w jednostkach względnych zamieszczono w tab. T.2 – T.7.
- G.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. G.1., którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, PGE Dystrybucja S.A. na podstawie:
- a) parametrów technicznych przyłącza,
 - b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji,
 - c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
- przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.
- G.3. Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w Generalnej Umowie Dystrybucji lub Generalnej Umowie Dystrybucji dla usługi kompleksowej zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z PGE Dystrybucja S.A.
- Odbiorcom profilowym, dla których przydzielono profile przed dniem wejścia w życie niniejszej IRIESD, przydzielone zostają nowe profile zgodnie z kryteriami zawartymi w tab. T.1.
- G.4. W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w pkt. G.2., odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia PGE Dystrybucja S.A. W takim przypadku PGE Dystrybucja S.A. dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w Generalnej Umowie Dystrybucji lub Generalnej Umowie Dystrybucji dla usługi kompleksowej, o których mowa w pkt. G.3.

Tablica T.1.

*Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych
przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.*

Nazwa profilu	Kryteria kwalifikowania odbiorców
G1	Odbiorcy grup taryfowych G spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy jednostrefowy.
G2	Odbiorcy grup taryfowych G spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy.
C1	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy jednostrefowy.
C2	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy sparametryzowany w strefach: szczyt – pozaszczyt.
C3	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • układ pomiarowo-rozliczeniowy wielostrefowy sparametryzowany w strefach: dzień –noc.
O	Odbiorcy grup taryfowych C1 spełniający warunki: • zasilanie 1 lub 3-fazowe, • moc przyłączeniowa nie większa niż 40 kW, • odbiorniki oświetleniowe o stałym poborze mocy, • odbiorniki oświetleniowe energii sterowane w sposób wymuszający załączanie i wyłączanie wszystkich odbiorników, skorelowany z astronomicznym czasem zachodów i wschodów słońca.

Tablica T.2

PROFIL G1

Mie- siąc	Dzień tygodnia	Godzina doby																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Razem
I	pon. - pt.	3,12	2,78	2,53	2,38	2,33	2,48	3,06	3,97	4,30	4,43	4,39	4,33	4,21	4,28	4,28	4,33	4,94	5,36	5,63	5,62	5,49	5,01	4,33	3,60	97,18
	sobota	3,24	2,88	2,58	2,51	2,39	2,51	2,80	3,44	4,08	4,50	4,81	4,78	4,76	4,85	4,72	4,86	5,29	5,67	5,62	5,51	5,31	4,79	4,39	3,71	100,00
	niedziela	3,58	3,16	2,78	2,60	2,48	2,46	2,58	2,96	3,18	3,46	3,60	3,88	3,96	4,32	4,19	4,30	4,61	5,05	5,13	5,14	5,02	4,64	4,16	3,49	90,73
II	pon. - pt.	2,81	2,53	2,27	2,14	2,15	2,28	2,84	3,82	4,18	4,20	4,23	4,15	3,99	4,00	4,01	3,86	4,25	4,75	5,12	5,19	5,00	4,58	3,98	3,27	89,60
	sobota	2,88	2,58	2,31	2,16	2,18	2,28	2,48	3,29	3,96	4,22	4,38	4,44	4,18	4,32	4,37	4,44	4,68	5,23	5,37	5,15	5,01	4,52	4,06	3,45	91,94
	niedziela	3,14	2,73	2,48	2,28	2,19	2,31	2,48	2,83	3,04	3,45	3,60	3,81	3,78	3,89	3,71	3,61	3,86	4,43	4,67	4,79	4,69	4,26	3,79	3,14	82,96
III	pon. - pt.	2,65	2,44	2,27	2,09	2,10	2,22	2,74	3,56	3,97	4,15	4,15	4,14	3,90	3,81	3,77	3,63	3,83	4,20	4,68	4,91	4,79	4,45	3,83	3,11	85,39
	sobota	2,74	2,52	2,23	2,14	2,13	2,19	2,45	3,24	3,95	4,26	4,43	4,32	4,23	4,32	4,18	4,02	4,04	4,41	4,71	4,87	4,78	4,27	3,85	3,25	87,53
	niedziela	2,74	2,21	2,23	2,07	2,03	2,14	2,45	2,74	2,98	3,29	3,23	3,32	3,32	3,44	3,27	3,17	3,33	3,62	3,99	4,29	4,42	3,95	3,50	2,91	74,54
IV	pon. - pt.	2,53	2,28	2,17	2,03	2,06	2,11	2,63	3,61	3,98	4,10	4,08	4,08	3,68	3,67	3,68	3,44	3,48	3,62	3,83	4,20	4,42	4,18	3,52	2,94	80,32
	sobota	2,54	2,30	2,20	2,10	2,02	2,00	2,32	2,99	3,75	4,11	4,33	4,33	3,99	4,05	4,01	3,63	3,55	3,72	3,86	4,18	4,41	3,99	3,55	3,08	81,01
	niedziela	2,65	2,34	2,14	2,01	1,96	1,98	2,39	2,76	3,03	3,10	3,08	3,29	3,16	3,31	3,16	3,02	2,98	3,15	3,28	3,71	3,96	3,81	3,33	2,85	70,45
V	pon. - pt.	2,30	2,06	1,92	1,81	1,81	1,84	2,36	3,28	3,60	3,73	3,67	3,59	3,33	3,25	3,31	3,11	3,18	3,18	3,38	3,54	3,68	3,76	3,23	2,66	71,58
	sobota	2,28	1,98	1,89	1,73	1,68	1,69	2,13	2,77	3,32	3,64	3,78	3,65	3,64	3,52	3,39	3,43	3,27	3,18	3,29	3,55	3,73	3,59	3,14	2,70	70,97
	niedziela	2,34	2,14	1,97	1,79	1,72	1,71	2,11	2,57	2,76	3,02	2,83	3,14	2,97	3,08	2,89	2,69	2,81	2,91	3,05	3,18	3,32	3,31	2,98	2,58	63,87
VI	pon. - pt.	1,91	1,73	1,59	1,44	1,44	1,45	2,05	2,88	3,12	3,19	3,17	2,99	2,80	2,78	2,81	2,67	2,71	2,75	2,91	2,99	3,07	3,19	2,84	2,30	60,78
	sobota	1,91	1,64	1,53	1,40	1,36	1,37	1,88	2,32	2,65	2,88	3,22	3,09	3,05	3,09	2,91	2,75	2,87	2,72	2,85	3,05	2,98	3,04	2,65	2,33	59,54
	niedziela	2,03	1,82	1,70	1,48	1,41	1,48	1,84	2,24	2,42	2,49	2,57	2,76	2,54	2,65	2,44	2,43	2,46	2,62	2,59	2,73	2,80	2,89	2,67	2,12	55,18
VII	pon. - pt.	1,90	1,71	1,62	1,49	1,46	1,46	1,96	2,78	3,08	3,10	3,10	2,98	2,83	2,88	2,71	2,59	2,66	2,80	2,87	2,97	3,06	3,16	2,83	2,34	60,34
	sobota	1,95	1,70	1,57	1,48	1,44	1,41	1,71	2,38	2,96	3,08	3,15	3,11	3,21	3,31	3,17	2,84	2,84	2,94	2,98	2,96	2,96	3,01	2,75	2,43	61,34
	niedziela	2,07	1,76	1,65	1,52	1,44	1,40	1,54	2,05	2,32	2,43	2,42	2,67	2,67	2,71	2,58	2,45	2,41	2,42	2,41	2,53	2,68	2,89	2,58	2,14	53,74
VIII	pon. - pt.	1,99	1,75	1,65	1,55	1,49	1,50	1,91	2,62	3,03	3,17	3,18	3,07	2,96	2,91	2,86	2,85	2,93	2,96	3,07	3,24	3,47	3,45	2,98	2,41	63,00
	sobota	1,98	1,76	1,66	1,52	1,51	1,47	1,82	2,42	2,92	3,07	3,11	3,07	3,02	3,13	3,03	3,02	3,13	3,14	3,11	3,30	3,40	3,26	2,79	2,32	62,96
	niedziela	2,02	1,82	1,73	1,54	1,47	1,44	1,62	2,02	2,25	2,45	2,47	2,69	2,70	2,75	2,64	2,52	2,56	2,54	2,58	2,76	2,98	2,90	2,51	2,20	55,16
IX	pon. - pt.	2,13	1,86	1,78	1,80	1,76	1,84	2,46	3,36	3,61	3,69	3,55	3,42	3,28	3,13	3,14	3,18	3,32	3,46	3,81	4,26	4,16	3,93	3,38	2,67	72,98
	sobota	2,21	1,96	1,85	1,78	1,81	1,79	2,22	2,76	3,40	3,67	3,65	3,53	3,63	3,70	3,65	3,52	3,43	3,54	3,72	4,08	4,00	3,58	3,12	2,56	73,06
	niedziela	2,26	1,93	1,81	1,71	1,61	1,62	1,83	2,25	2,61	2,98	2,92	3,13	3,07	3,10	3,04	2,91	2,78	2,99	3,33	3,66	3,76	3,48	3,08	2,46	64,32
X	pon. - pt.	2,55	2,30	2,19	2,09	2,07	2,16	2,89	3,81	4,01	4,06	3,90	3,81	3,63	3,43	3,53	3,61	3,85	4,15	4,62	4,85	4,62	4,37	3,75	3,09	83,34
	sobota	2,63	2,26	2,10	2,01	2,09	2,13	2,58	3,35	3,87	4,06	4,17	4,09	4,11	3,99	3,96	3,91	3,80	4,07	4,67	4,81	4,57	4,19	3,72	3,08	84,22
	niedziela	2,69	2,31	2,18	1,99	1,95	2,00	2,28	2,73	3,11	3,15	3,10	3,37	3,35	3,21	3,27	3,14	3,30	3,54	4,08	4,16	4,10	3,81	3,34	2,77	72,93
XI	pon. - pt.	2,42	2,16	2,06	1,86	1,74	1,88	2,40	3,21	3,42	3,51	3,48	3,48	3,44	3,25	3,18	3,45	3,88	4,18	4,40	4,37	4,18	3,85	3,37	2,87	76,04
	sobota	2,47	2,17	1,99	1,83	1,70	1,70	1,92	2,59	3,02	3,40	3,62	3,65	3,83	3,74	3,75	3,88	4,06	4,24	4,38	4,29	4,08	3,69	3,38	2,84	76,22
	niedziela	2,51	2,28	2,09	1,90	1,75	1,76	1,90	2,32	2,56	2,77	2,84	3,14	3,20	3,28	3,16	3,34	3,67	4,00	4,07	4,03	3,99	3,56	3,18	2,67	69,97
XII	pon. - pt.	2,52	2,32	2,08	1,87	1,74	1,84	2,20	2,82	3,04	3,23	3,21	3,25	3,21	3,19	3,28	3,38	3,58	3,88	3,98	4,05	3,98	3,78	3,44	3,05	72,92
	sobota	2,65	2,40	2,10	1,93	1,78	1,77	1,85	2,28	2,75	2,91	3,20	3,37	3,46	3,58	3,62	3,70	3,74	4,05	4,05	3,98	4,01	3,81	3,52	3,06	73,57
	niedziela	2,72	2,56	2,23	2,04	1,84	1,82	1,82	2,02	2,19	2,38	2,64	2,70	2,83	2,99	3,19	3,24	3,28	3,46	3,62	3,69	3,55	3,48	3,21	2,89	66,39

Dla dni ustawowo wolnych od pracy stosuje się profil **niedziela** w danym miesiącu.

Tablica T.3

Tablica T.3

PROFIL G2

Godzina doby

Mie- siąc	Dzień tygodnia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Razem
I	pon. - pt.	4,75	3,84	3,32	3,06	2,98	3,02	2,90	2,95	2,86	2,92	2,92	2,99	3,11	4,55	4,83	4,04	3,65	3,90	4,03	4,44	4,58	4,47	5,26	5,41	90,78
	sobota	5,01	4,16	3,58	3,25	3,18	3,14	2,81	2,87	2,97	3,02	3,22	3,44	3,57	5,08	5,61	5,02	4,60	4,78	4,77	5,04	5,07	4,73	5,38	5,70	100,00
	niedziela	5,43	4,68	4,15	3,71	3,61	3,48	3,13	3,20	3,31	3,03	3,21	3,61	3,70	4,95	5,19	4,42	3,83	4,15	4,32	4,53	4,59	4,40	5,05	5,15	98,83
II	pon. - pt.	4,54	3,69	3,18	2,93	2,87	2,92	2,58	2,48	2,50	2,60	2,59	2,68	2,74	4,29	4,59	3,79	3,30	3,48	3,64	3,93	4,14	4,10	4,97	5,05	83,58
	sobota	4,53	3,84	3,45	3,03	2,91	2,98	2,46	2,38	2,64	2,94	3,02	3,06	3,38	5,02	5,49	4,63	4,29	4,21	4,31	4,29	4,25	4,28	5,00	5,13	91,52
	niedziela	4,86	4,19	3,31	3,19	3,13	3,16	2,72	2,58	2,74	2,84	3,09	3,25	3,32	4,66	5,03	3,99	3,39	3,39	3,71	3,78	3,99	4,06	4,82	4,91	88,17
III	pon. - pt.	4,18	3,47	2,94	2,63	2,48	2,49	2,18	2,13	2,33	2,40	2,37	2,39	2,48	3,72	4,18	3,27	2,72	2,91	3,20	3,55	3,78	3,91	4,77	4,77	75,25
	sobota	4,20	3,51	2,96	2,62	2,55	2,50	2,05	2,11	2,57	2,71	2,72	2,85	3,26	4,51	4,89	4,02	3,35	3,70	4,05	4,12	4,07	4,16	5,07	5,07	83,62
	niedziela	4,63	3,83	3,25	2,80	2,60	2,66	2,36	2,22	2,46	2,69	2,95	3,27	3,21	4,33	4,83	3,84	2,96	2,97	3,16	3,35	3,52	3,60	4,44	4,39	80,32
IV	pon. - pt.	3,17	2,57	2,19	1,97	2,00	2,00	1,87	2,04	2,37	2,32	2,27	2,27	2,34	3,23	3,52	2,73	2,49	2,55	2,61	2,87	3,23	3,39	3,91	3,87	63,78
	sobota	3,40	2,65	2,17	2,14	2,10	2,09	1,94	2,13	2,63	2,83	2,71	2,75	3,08	4,21	4,42	3,79	3,31	3,15	3,16	3,43	3,44	3,81	4,35	4,34	74,03
	niedziela	3,47	2,82	2,41	2,14	2,12	2,08	1,88	2,02	2,39	2,76	2,82	2,86	2,70	3,57	3,69	2,92	2,60	2,55	2,44	2,57	2,84	3,06	3,55	3,58	65,84
V	pon. - pt.	2,90	2,43	2,14	1,92	1,86	1,73	1,79	1,97	2,22	2,20	2,03	2,00	2,18	3,11	3,08	2,57	2,33	2,48	2,77	2,87	3,02	3,17	3,83	3,67	60,27
	sobota	2,99	2,55	2,23	2,01	1,92	1,81	1,82	1,93	2,31	2,52	2,53	2,43	2,85	3,76	3,95	3,48	3,14	3,27	3,36	3,55	3,58	3,48	3,95	3,92	69,34
	niedziela	3,18	2,74	2,45	2,08	2,01	1,84	1,81	2,05	2,32	2,51	2,68	2,71	2,89	3,81	3,63	3,08	2,67	2,62	2,59	2,81	2,92	2,97	3,55	3,35	65,27
VI	pon. - pt.	2,76	2,29	2,02	1,88	1,87	1,75	1,83	2,06	2,23	2,12	2,07	2,10	2,27	3,18	3,10	2,65	2,48	2,63	2,85	3,16	3,15	3,08	3,67	3,51	60,71
	sobota	2,82	2,45	2,21	1,92	1,86	1,71	1,74	1,94	2,18	2,24	2,37	2,51	2,66	3,66	3,89	3,48	3,09	3,15	3,29	3,41	3,23	3,00	3,66	3,82	66,29
	niedziela	3,31	2,66	2,21	1,98	1,96	1,73	1,72	2,00	2,30	2,41	2,34	2,49	2,70	3,45	3,41	2,84	2,53	2,57	2,73	2,96	2,89	2,93	3,42	3,15	62,69
VII	pon. - pt.	2,71	2,42	2,03	1,74	1,83	1,65	1,76	1,93	2,04	2,07	2,11	2,14	2,31	3,14	3,12	2,61	2,51	2,63	2,76	3,10	3,00	2,99	3,69	3,36	59,65
	sobota	2,76	2,46	2,10	1,83	1,84	1,70	1,75	1,93	2,05	2,11	2,28	2,47	2,57	3,59	3,56	3,09	3,21	3,19	3,21	3,20	3,19	3,17	3,90	3,42	64,84
	niedziela	3,11	2,69	2,24	1,96	2,00	1,80	1,83	1,91	2,05	2,23	2,22	2,33	3,11	3,09	2,55	2,33	2,32	2,43	2,66	2,51	2,58	3,09	3,01	58,43	
VIII	pon. - pt.	2,63	2,26	1,85	1,67	1,72	1,58	1,69	1,92	1,96	2,00	2,05	2,07	2,30	3,15	3,13	2,55	2,39	2,53	2,68	3,03	3,07	3,18	3,58	3,22	58,21
	sobota	2,88	2,60	2,25	1,85	1,83	1,70	1,79	2,04	2,20	2,32	2,59	2,50	2,62	3,54	3,72	3,25	2,96	2,77	3,13	3,28	3,26	3,25	3,67	3,19	65,19
	niedziela	2,66	2,40	2,07	1,73	1,76	1,57	1,65	1,87	1,98	2,17	2,41	2,44	2,60	3,26	3,26	2,77	2,42	2,36	2,68	2,91	2,81	2,96	3,33	2,90	58,97
IX	pon. - pt.	2,53	2,26	1,98	1,67	1,72	1,63	1,70	1,86	1,87	1,87	1,95	1,94	2,06	2,91	2,86	2,44	2,30	2,37	2,59	3,06	3,26	3,15	3,56	3,11	56,65
	sobota	2,71	2,29	2,07	1,81	1,76	1,75	1,65	1,84	2,00	2,26	2,35	2,44	2,61	3,44	3,62	3,12	3,03	2,88	3,00	3,45	3,51	3,28	3,59	3,49	63,95
	niedziela	2,97	2,53	2,17	1,80	1,87	1,75	1,66	1,74	1,85	2,23	2,31	2,45	2,49	3,21	3,28	2,56	2,46	2,33	2,46	2,91	2,97	2,94	3,21	2,83	58,98
X	pon. - pt.	2,75	2,44	2,18	1,95	1,95	1,91	1,95	1,99	2,05	2,06	2,08	2,14	2,29	3,09	3,07	2,70	2,53	2,63	3,00	3,45	3,42	3,30	3,65	3,34	61,92
	sobota	2,94	2,64	2,28	2,11	2,05	2,02	1,83	1,93	2,08	2,34	2,49	2,61	2,73	3,52	3,47	3,15	3,06	3,21	3,37	3,61	3,60	3,56	3,72	3,51	67,83
	niedziela	3,02	2,50	2,29	1,99	1,99	1,87	1,77	1,77	1,77	1,91	2,16	2,37	2,47	2,70	3,51	3,29	2,82	2,58	2,61	2,92	3,27	3,24	3,16	3,27	62,67
XI	pon. - pt.	2,78	2,45	2,16	2,05	1,88	1,79	1,73	1,78	1,85	1,89	1,93	2,05	2,10	2,75	2,95	2,79	2,62	2,72	2,84	3,03	3,12	3,10	3,23	3,05	58,64
	sobota	3,12	2,59	2,35	2,06	1,91	1,81	1,73	1,80	2,14	2,32	2,35	2,31	2,61	3,48	3,62	3,16	3,12	3,40	3,34	3,38	3,30	3,30	3,33	3,26	65,79
	niedziela	2,88	2,73	2,48	2,20	2,00	1,90	1,63	1,70	1,95	2,05	2,17	2,42	2,67	3,12	3,24	2,86	2,46	2,72	2,72	2,88	3,01	2,91	3,06	2,92	60,68
XII	pon. - pt.	2,97	2,58	2,30	2,14	1,92	1,83	1,92	1,97	2,00	2,10	2,03	2,19	2,25	3,07	3,23	2,86	2,77	2,86	3,01	3,20	3,20	3,25	3,55	3,27	62,47
	sobota	3,13	2,91	2,45	2,20	2,12	1,99	1,99	2,01	2,20	2,34	2,35	2,49	2,53	3,75	3,89	3,23	3,58	3,46	3,51	3,45	3,60	3,68	3,85	3,72	70,43
	niedziela	3,04	2,69	2,42	2,24	1,95	1,86	1,80	1,87	1,95	2,15	2,26	2,43	2,57	3,43	3,55	3,15	2,98	2,97	3,00	3,13	3,14	3,25	3,40	3,24	64,47

Miejsca dni ustawowo wolnych od pracy stosuje się do profilu niedziela w danym miesiącu.

Dla dni ustawowo wolnych od pracy stosuje się profil **niedziela** w danym miesiącu.

Tablica T.4

Tablica T.4

PROFIL C1

Godzina doby

Mie- siąc	Dzień tygodnia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Razem
I	pon. - pt.	2,38	2,20	2,07	1,98	1,98	2,18	2,71	3,39	3,79	4,64	5,30	5,31	5,36	5,69	5,85	6,10	6,19	6,00	5,75	5,26	4,74	4,27	3,16	2,75	99,05
	sobota	2,62	2,41	2,45	2,21	1,98	2,10	2,45	2,92	3,43	4,23	4,92	4,86	5,21	5,18	4,69	4,38	4,22	4,28	4,42	4,35	4,32	4,08	3,22	3,12	88,05
	niedziela	2,91	2,83	2,71	2,54	2,39	2,31	2,31	2,33	2,54	2,80	3,06	3,05	3,17	3,31	3,32	3,35	3,39	3,48	3,61	3,65	3,59	3,10	2,63	2,45	70,83
II	pon. - pt.	2,30	2,20	2,08	1,93	1,89	1,97	2,63	3,32	3,74	4,48	5,33	5,48	5,56	5,81	5,92	6,01	6,05	5,74	5,33	4,14	4,64	4,15	2,99	2,60	97,29
	sobota	2,59	2,48	2,44	2,25	2,11	2,09	2,42	2,90	3,10	3,74	4,77	4,86	4,74	4,95	4,41	4,02	4,02	3,92	3,96	4,27	4,07	3,88	2,97	2,79	83,75
	niedziela	2,71	2,62	2,42	2,38	2,25	2,15	2,14	2,21	2,33	2,58	3,29	3,20	3,40	3,64	3,63	3,58	3,47	3,53	3,54	3,86	3,64	3,18	2,44	2,33	70,52
III	pon. - pt.	2,20	2,11	1,96	1,87	1,83	1,90	2,47	3,28	3,53	4,44	5,39	5,57	5,66	5,82	5,90	5,91	5,86	5,50	5,04	4,86	4,50	4,03	2,83	2,51	94,97
	sobota	2,32	2,33	2,22	2,11	2,04	1,89	2,19	2,66	2,85	3,48	4,30	4,56	4,58	4,59	4,32	3,93	3,77	3,58	3,52	3,73	3,62	3,53	2,99	2,77	77,88
	niedziela	2,39	2,17	2,21	2,16	2,04	1,99	2,03	2,16	1,99	2,29	3,02	3,07	3,12	3,22	3,24	3,38	3,33	3,29	3,38	3,29	3,26	2,83	2,48	2,31	64,65
IV	pon. - pt.	2,18	2,04	1,93	1,73	1,70	1,83	2,38	3,29	3,58	4,47	5,54	5,70	5,72	5,82	5,76	5,86	5,78	5,48	5,08	4,99	4,33	3,97	2,92	2,66	94,74
	sobota	2,45	2,36	2,38	2,17	1,86	1,84	2,10	2,61	2,71	3,64	4,69	4,76	4,92	4,99	4,78	4,58	4,35	4,18	4,11	4,20	4,05	3,99	3,17	2,97	83,86
	niedziela	2,67	2,63	2,50	2,36	2,21	2,16	2,20	2,22	2,14	2,89	3,71	3,89	3,96	4,22	4,12	4,10	4,09	3,97	3,97	3,83	3,62	2,94	2,50	2,35	75,25
V	pon. - pt.	2,23	2,08	1,93	1,80	1,77	1,86	2,34	2,86	3,40	4,30	5,47	5,64	5,78	5,85	5,84	5,80	5,80	5,33	4,93	4,82	4,23	3,83	2,71	2,64	93,24
	sobota	2,54	2,45	2,45	2,22	2,02	1,97	2,27	2,49	3,18	3,96	4,78	5,08	5,17	5,01	4,81	4,56	4,43	4,31	4,18	4,29	4,15	4,01	3,02	3,05	86,40
	niedziela	2,60	2,47	2,45	2,30	2,05	1,97	2,21	1,94	1,97	2,42	3,14	3,27	3,29	3,46	3,51	3,37	3,39	3,31	3,31	3,17	2,98	2,57	2,36	2,46	65,97
VI	pon. - pt.	2,32	2,14	2,02	1,79	1,82	1,91	2,30	2,77	3,40	4,53	5,47	5,67	5,97	5,93	6,12	6,14	6,04	5,67	5,20	4,94	4,49	4,06	2,74	2,64	96,08
	sobota	2,52	2,60	2,41	2,21	2,12	1,98	2,22	2,37	2,83	3,97	4,72	5,06	5,14	5,12	4,83	4,66	4,43	4,51	4,28	4,33	4,23	4,02	3,25	3,12	86,93
	niedziela	3,12	2,97	2,94	2,63	2,53	2,21	2,30	2,04	2,25	3,09	4,01	4,23	4,30	4,36	4,54	4,70	4,41	4,37	4,39	4,29	4,10	3,10	2,60	2,47	81,95
VII	pon. - pt.	2,42	2,22	2,00	1,87	1,86	1,94	2,36	2,87	3,52	4,56	5,45	5,84	6,21	6,11	6,18	6,31	6,18	5,89	5,40	5,02	4,42	4,10	2,74	2,57	97,94
	sobota	2,76	2,55	2,52	2,36	2,21	1,92	2,36	2,83	3,10	3,89	5,08	5,25	5,34	5,40	4,99	4,78	4,53	4,61	4,56	4,51	4,32	4,14	3,01	3,12	90,14
	niedziela	3,06	3,06	2,84	2,86	2,50	2,18	2,11	2,17	2,15	2,83	3,89	3,69	4,02	4,13	4,17	4,30	4,00	4,00	3,92	3,89	3,70	3,25	2,49	2,65	77,86
VIII	pon. - pt.	2,26	2,11	1,88	1,80	1,74	1,78	2,13	2,94	3,34	4,26	5,27	5,47	5,99	5,84	5,97	6,04	5,84	5,45	5,11	4,67	4,15	3,85	2,65	2,52	93,06
	sobota	2,63	2,44	2,39	2,27	2,07	1,89	2,28	2,77	3,09	3,94	4,88	5,00	5,30	5,10	4,90	4,71	4,40	4,29	4,31	4,19	4,02	3,96	2,93	2,94	86,70
	niedziela	2,92	2,71	2,60	2,46	2,26	2,06	2,00	2,15	2,04	2,60	3,44	3,29	3,62	3,64	3,52	3,67	3,35	3,35	3,36	3,13	3,26	2,55	2,31	2,25	68,54
IX	pon. - pt.	2,21	2,00	1,76	1,72	1,57	1,74	2,09	3,02	3,51	4,11	5,07	5,22	5,56	5,48	5,51	5,52	5,50	5,20	5,06	4,65	4,16	3,80	2,72	2,47	89,65
	sobota	2,63	2,42	2,24	2,16	1,94	1,81	2,13	2,82	3,08	3,63	4,56	4,72	4,96	4,83	4,64	4,38	4,13	4,03	4,06	4,00	3,98	3,96	3,24	2,92	83,27
	niedziela	2,94	2,64	2,48	2,39	2,13	1,85	1,86	2,09	2,26	2,81	3,63	3,62	3,83	3,98	4,08	3,90	3,64	3,65	3,77	3,59	3,57	2,88	2,64	2,42	72,65
X	pon. - pt.	2,51	2,23	2,03	1,90	1,78	1,85	2,24	3,08	3,77	4,59	5,42	5,58	5,68	5,69	5,69	5,68	5,72	5,42	5,05	4,57	4,27	4,04	2,87	2,65	94,31
	sobota	2,65	2,48	2,36	2,31	2,09	1,95	2,20	2,79	3,30	3,96	4,73	4,92	4,90	4,98	4,56	4,59	4,01	3,98	3,90	3,91	3,88	3,92	3,23	3,12	84,72
	niedziela	3,01	2,65	2,53	2,33	2,18	1,86	1,99	2,11	2,18	3,11	3,32	3,57	3,51	3,72	3,75	3,61	3,66	3,75	3,76	3,72	3,66	3,11	2,66	2,51	72,26
XI	pon. - pt.	2,54	2,40	2,13	1,93	1,89	1,96	2,34	3,16	3,99	4,97	5,79	5,85	5,89	5,88	5,94	6,17	6,30	5,84	5,35	5,05	4,76	4,15	2,95	2,77	100,00
	sobota	2,86	2,84	2,54	2,50	2,28	2,08	2,41	2,89	3,58	4,32	5,34	5,23	5,12	5,18	4,97	4,89	4,49	4,38	4,19	4,43	4,35	4,00	2,98	2,94	90,79
	niedziela	2,81	2,70	2,54	2,45	2,25	2,01	2,03	2,03	2,03	2,36	2,84	3,19	3,13	3,23	3,25	3,29	3,31	3,37	3,27	3,37	3,42	2,77	2,55	2,55	67,89
XII	pon. - pt.	2,52	2,32	2,00	1,91	1,82	1,90	2,30	3,06	4,01	4,94	5,71	5,75	5,51	5,50	5,59	5,73	5,78	5,32	4,82	4,60	4,25	3,66	2,91	2,65	94,56
	sobota	2,40	2,21	2,13	1,94	2,00	1,70	2,10	2,49	3,26	3,85	4,46	4,58	4,26	4,21	3,98	3,73	3,50	3,37	3,37	3,60	3,47	3,28	2,73	2,55	75,17
	niedziela	2,08	2,01	1,93	1,80	1,80	1,65	1,76	1,79	2,01	2,52	2,75	2,70	2,55	2,32	2,26	2,32	2,21	2,25	2,19	2,51	2,57	2,35	2,00	2,10	52,43

Dla dni ustawowo wolnych od pracy stosuje się profil **niedziela** w danym miesiącu.

Dla dni ustawowo wolnych od pracy stosuje się profil **niedziela** w danym miesiącu.

Tablica T.5

Tablica T.5

PROFIL C2

Mie- siąc	Dzień tygodnia	Godzina doby																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Razem
I	pon. - pt.	2,76	2,69	2,62	2,54	2,46	2,47	2,95	3,29	3,55	3,99	4,05	4,28	4,49	4,61	4,65	4,53	4,66	4,59	4,30	4,08	3,86	3,64	3,36	2,99	87,41
	sobota	2,94	2,79	2,62	2,48	2,41	2,36	2,63	2,95	3,28	3,67	3,91	4,19	4,25	4,23	3,87	3,80	3,77	3,63	3,49	3,33	3,16	2,98	2,72	2,48	77,94
	niedziela	2,49	2,46	2,42	2,36	2,36	2,34	2,31	2,28	2,24	2,43	2,56	2,68	2,77	2,89	2,89	2,85	3,01	3,06	3,12	2,99	2,93	2,81	2,58	2,38	63,21
II	pon. - pt.	2,73	2,60	2,49	2,47	2,39	2,36	2,79	3,62	3,75	4,14	4,46	4,61	4,82	4,80	4,86	4,49	4,68	4,65	4,26	4,03	3,78	3,64	3,42	3,02	88,86
	sobota	2,91	2,77	2,62	2,59	2,57	2,43	2,76	3,11	3,46	3,71	4,02	4,35	4,25	4,03	3,93	3,79	3,79	3,30	3,54	3,58	3,34	3,03	2,89	2,76	79,77
III	niedziela	2,60	2,52	2,36	2,32	2,26	2,27	2,23	2,20	2,17	2,37	2,62	2,79	3,02	3,13	3,02	3,06	3,07	3,30	3,35	3,10	3,03	3,05	2,96	2,51	65,32
	pon. - pt.	2,60	2,57	2,42	2,33	2,35	2,24	2,58	3,48	3,69	4,12	4,35	4,47	4,65	4,62	4,55	4,11	4,17	4,18	3,85	3,63	3,48	3,39	3,10	2,75	83,68
	sobota	2,79	2,77	2,47	2,34	2,30	2,22	2,33	2,83	3,04	3,50	3,85	3,79	3,95	3,94	3,77	3,18	3,03	2,95	3,14	2,83	2,81	3,04	3,00	2,65	72,52
IV	niedziela	2,43	2,35	2,33	2,26	2,26	2,01	1,97	1,96	1,98	2,14	2,27	2,56	2,68	2,55	2,36	2,28	2,46	2,56	2,64	2,52	2,55	2,54	2,49	2,23	56,38
	pon. - pt.	2,30	2,25	2,11	2,14	2,19	2,14	2,50	3,21	3,40	3,85	4,00	4,32	4,42	4,22	4,26	3,84	3,94	3,70	3,26	3,31	3,36	3,32	3,02	2,55	77,61
V	sobota	2,55	2,50	2,26	2,07	1,99	2,13	2,36	2,79	3,05	3,41	3,64	3,75	3,89	3,68	3,46	3,31	2,89	2,83	2,83	2,92	2,79	2,75	2,63	2,46	68,94
	niedziela	2,07	1,82	1,86	1,79	1,78	1,81	1,78	1,80	1,87	2,19	2,48	2,53	2,46	2,50	2,53	2,59	2,50	2,51	2,44	2,48	2,69	2,68	2,50	2,27	53,93
VI	pon. - pt.	1,96	1,89	1,72	1,66	1,59	1,57	2,09	2,90	3,00	3,27	3,46	3,77	4,10	3,98	3,91	3,68	3,73	3,56	3,28	3,21	2,92	2,79	2,47	2,21	68,72
	sobota	2,00	1,89	1,71	1,59	1,53	1,41	1,85	2,46	2,67	3,04	3,48	3,50	3,58	3,71	3,61	3,15	3,08	3,35	3,16	2,77	2,66	2,72	2,32	96	63,20
	niedziela	1,91	1,97	1,78	1,84	1,71	1,73	1,63	1,85	1,80	1,88	2,08	2,51	2,71	2,55	2,45	2,49	2,70	2,81	2,59	2,51	2,44	2,47	2,20	2,10	52,71
VII	pon. - pt.	1,95	1,89	1,76	1,68	1,62	1,67	2,16	3,02	3,11	3,46	3,70	4,00	4,29	4,15	4,31	3,98	4,09	3,82	3,54	3,59	3,40	3,10	2,64	2,24	73,17
	sobota	2,01	2,03	1,89	1,65	1,83	1,63	1,81	2,59	2,71	3,14	3,35	3,73	3,76	3,67	3,55	3,56	3,34	2,96	2,96	3,22	2,66	2,40	2,31	2,22	64,98
VIII	niedziela	1,91	1,79	1,77	1,71	1,60	1,61	1,71	1,75	1,70	1,92	2,18	2,46	2,58	2,61	2,73	2,77	2,81	2,90	2,79	2,83	2,63	2,33	2,32	2,03	53,44
	pon. - pt.	1,99	1,97	1,91	1,84	1,77	1,81	2,18	2,86	3,01	3,40	3,70	4,00	4,14	4,05	4,11	4,04	4,12	3,83	3,54	3,56	3,43	3,12	2,71	2,35	73,44
	sobota	2,15	2,21	2,04	1,93	1,72	1,82	1,79	2,54	2,79	3,10	3,39	3,59	3,71	3,69	3,77	3,66	3,54	3,35	3,44	3,35	3,00	2,75	2,58	2,08	67,99
IX	niedziela	1,84	1,88	1,87	1,78	1,71	1,75	1,69	1,84	1,75	1,83	2,10	2,75	2,76	2,74	2,80	2,85	3,00	2,99	2,86	2,75	2,61	2,40	2,46	2,03	55,04
	pon. - pt.	2,10	2,02	1,92	1,83	1,78	1,83	2,24	2,86	2,97	3,35	3,75	3,97	4,21	4,28	4,27	4,19	4,21	4,11	3,85	3,73	3,50	3,26	2,83	2,41	75,47
X	sobota	2,15	2,08	2,05	1,92	1,84	1,88	1,82	2,53	2,57	2,91	3,24	3,49	3,82	3,66	3,59	3,39	3,67	3,42	3,15	3,15	3,04	2,74	2,41	2,00	66,52
	niedziela	1,89	1,96	1,89	1,86	1,80	1,78	1,60	1,76	1,77	1,84	2,05	2,40	2,69	2,58	2,56	2,62	2,58	2,79	2,93	2,64	2,53	2,32	2,18	2,07	53,09
	pon. - pt.	1,95	1,88	1,86	1,79	1,76	1,79	2,15	3,08	3,21	3,49	3,70	3,89	4,22	4,30	4,19	3,73	3,72	3,73	3,56	3,35	3,02	2,93	2,68	2,29	72,27
XI	sobota	2,11	2,08	1,99	1,94	1,74	1,68	2,02	2,75	2,88	3,10	3,18	3,55	3,72	3,69	3,51	3,36	3,23	3,11	2,93	3,18	2,88	2,70	2,36	2,00	65,69
	niedziela	2,03	1,78	1,77	1,74	1,72	1,72	1,62	1,56	1,65	1,74	2,04	2,48	2,46	2,49	2,43	2,54	2,76	2,78	2,73	2,63	2,43	2,21	2,28	1,89	51,48
XII	pon. - pt.	2,18	2,02	1,95	2,00	1,97	2,01	2,26	3,25	3,37	3,60	3,65	3,76	4,14	4,42	4,16	3,65	3,67	3,77	3,69	3,47	3,09	2,94	2,83	2,44	74,29
	sobota	2,18	2,42	2,11	1,92	1,88	1,97	2,13	2,66	2,82	3,01	3,17	3,35	3,65	3,71	3,20	3,27	3,32	3,11	2,73	2,88	2,79	2,71	2,37	1,98	65,34
	niedziela	1,84	1,87	1,96	2,13	1,96	1,86	1,72	1,77	1,55	1,73	1,86	2,36	2,77	2,58	2,44	2,31	2,39	2,49	2,89	2,54	2,31	2,24	2,24	2,01	51,82
XIII	pon. - pt.	2,49	2,39	2,21	2,22	2,24	2,34	2,74	3,71	3,69	3,95	4,08	4,23	4,66	4,81	4,67	4,21	4,29	4,22	4,11	3,72	3,29	3,14	2,97	2,75	83,13
	sobota	2,74	2,52	2,33	2,33	2,22	2,10	2,32	3,26	3,31	3,54	3,43	3,69	4,32	4,16	3,66	3,45	3,90	3,58	3,19	3,11	3,17	3,18	2,87	2,43	74,81
XIV	niedziela	2,02	1,97	1,95	1,96	1,88	1,88	2,05	2,19	1,93	1,94	2,01	2,25	2,61	2,59	2,48	2,62	2,63	2,63	2,76	2,72	2,43	2,22	2,23	2,24	54,19
	pon. - pt.	3,00	2,84	2,64	2,58	2,65	2,74	3,24	4,54	4,79	4,87	4,84	5,14	5,68	5,88	5,58	4,94	5,14	5,07	4,84	4,42	4,01	3,83	3,59	3,15	100,00
XV	sobota	2,95	2,80	2,70	2,73	2,71	2,46	2,91	3,51	3,49	3,72	4,07	3,97	4,16	4,26	4,27	4,12	3,85	3,60	3,76	3,75	3,46	3,42	3,13	2,89	82,69
	niedziela	2,54	2,35	2,43	2,33	2,35	2,42	2,35	2,35	2,28	2,44	2,55	2,86	3,24	3,16	2,78	2,71	3,01	3,02	2,94	2,91	2,83	2,84	2,69	2,60	63,98

Dla dni ustawowo wolnych od pracy stosuje się profil **niedziela** w danym miesiącu.

Tablica T.6

Mie- siąc	Dzień tygodnia	PROFIL C3																									
		Godzina doby																									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Razem	
I	pon. - pt.	3,57	3,56	3,55	3,54	3,64	3,71	3,98	4,50	4,93	5,08	5,11	4,82	4,90	4,86	4,79	4,55	4,39	4,05	3,81	4,07	3,93	3,53	3,53	3,55	3,58	100,00
	sobota	3,81	3,80	3,80	3,75	3,83	3,91	4,19	4,51	4,79	5,03	4,94	4,33	4,34	3,92	3,55	3,22	3,13	3,18	3,38	3,64	3,77	3,54	3,33	3,16	92,85	
	niedziela	3,31	3,49	3,15	3,18	3,29	3,33	3,24	2,96	2,99	2,90	2,61	2,22	2,32	2,42	2,44	2,61	2,74	2,86	2,77	3,06	3,06	3,08	3,25	3,37	70,65	
II	pon. - pt.	2,87	2,80	2,82	2,91	3,20	3,45	3,80	4,09	4,42	4,49	4,33	4,16	4,07	4,05	3,89	3,68	3,49	3,37	3,37	3,60	3,80	3,45	3,23	3,14	86,48	
	sobota	3,06	3,07	3,00	3,11	3,24	3,47	3,87	4,13	4,30	4,26	4,10	3,69	3,36	3,12	2,94	2,64	2,85	2,84	2,89	3,09	3,40	3,07	2,86	2,75	79,11	
	niedziela	2,66	2,71	2,71	2,66	2,88	2,97	2,86	2,84	2,96	2,97	2,49	2,26	2,23	2,28	2,36	2,38	2,51	2,67	2,68	2,81	3,02	2,93	2,94	2,85	64,63	
III	pon. - pt.	2,88	2,70	2,70	2,80	2,98	3,31	3,72	3,95	4,01	3,81	3,91	3,80	3,72	3,66	3,65	3,52	3,24	3,05	3,17	3,29	3,65	3,45	3,31	3,18	81,46	
	sobota	2,95	2,91	2,76	3,04	3,23	3,39	3,49	3,70	3,75	3,46	3,55	3,36	3,09	2,90	2,92	2,61	2,63	2,58	2,57	2,46	2,82	2,86	2,88	2,76	72,67	
	niedziela	2,55	2,48	2,55	2,59	2,86	2,90	3,00	2,90	2,74	2,51	2,43	2,34	2,30	2,28	2,31	2,34	2,47	2,42	2,55	2,56	2,85	2,84	2,77	2,64	62,18	
IV	pon. - pt.	2,88	2,80	2,78	2,78	2,80	3,15	3,44	3,67	3,52	3,34	3,39	3,40	3,27	3,17	3,15	2,92	2,66	2,63	2,74	2,83	2,97	2,85	3,04	3,25	73,43	
	sobota	3,07	2,96	2,99	3,01	2,95	3,31	3,46	3,40	3,29	3,05	3,04	3,04	2,86	2,75	2,59	2,64	2,51	2,62	2,63	2,48	2,52	2,52	3,10	3,20	69,99	
	niedziela	3,25	3,35	3,15	2,92	2,91	3,13	3,29	2,92	2,50	2,20	2,04	2,08	2,14	2,28	2,46	2,44	2,43	2,57	2,58	2,75	2,68	2,62	3,08	3,06	64,83	
V	pon. - pt.	2,92	2,85	2,83	2,76	2,51	2,50	2,61	2,45	2,51	2,59	2,81	2,83	2,81	2,68	2,67	2,55	2,43	2,54	2,62	2,56	2,72	2,65	2,60	3,00	64,00	
	sobota	3,25	3,19	3,12	3,07	2,93	2,87	2,71	2,09	2,28	2,54	2,73	2,77	2,63	2,54	2,51	2,39	2,35	2,38	2,41	2,08	2,04	2,20	2,45	2,72	62,25	
	niedziela	2,68	2,66	2,58	2,48	2,36	2,33	2,41	1,95	1,86	1,88	1,99	2,06	1,95	2,05	2,05	2,09	2,20	2,28	2,31	2,21	2,35	2,36	2,27	2,78	54,14	
VI	pon. - pt.	2,68	2,57	2,53	2,44	2,29	2,34	2,31	2,00	2,20	2,29	2,60	2,70	2,62	2,60	2,54	2,47	2,32	2,25	2,31	2,35	2,39	2,26	2,23	2,41	57,70	
	sobota	2,83	2,70	2,61	2,54	2,37	2,41	2,32	1,88	2,16	2,30	2,41	2,41	2,28	2,19	2,20	2,26	2,28	2,32	2,58	2,58	2,44	2,58	2,71	2,97	58,33	
	niedziela	3,30	3,20	3,00	2,86	2,54	2,51	2,40	1,78	1,68	1,72	1,99	1,98	2,09	2,21	2,28	2,30	2,32	2,38	2,41	2,43	2,47	2,48	2,21	2,28	56,28	
VII	pon. - pt.	2,70	2,58	2,56	2,44	2,31	2,29	2,45	2,18	2,38	2,52	2,63	2,57	2,76	2,89	2,80	2,70	2,54	2,42	2,48	2,47	2,48	2,41	2,28	2,59	60,43	
	sobota	3,11	3,04	3,06	2,97	2,69	2,59	2,60	2,12	2,28	2,40	2,59	2,62	2,45	2,43	2,40	2,40	2,55	2,66	2,89	3,13	3,12	3,10	3,19	3,38	65,77	
	niedziela	3,86	3,78	3,70	3,34	2,99	2,61	2,35	1,77	1,82	1,87	1,92	1,96	2,21	2,14	2,34	2,62	2,63	2,72	2,39	2,12	2,04	2,12	2,16	2,37	59,83	
VIII	pon. - pt.	2,68	2,57	2,58	2,56	2,58	2,49	2,63	2,65	2,46	2,51	2,59	2,63	2,79	2,94	2,77	2,69	2,55	2,38	2,41	2,38	2,53	2,48	2,48	2,85	62,18	
	sobota	2,83	2,75	2,69	2,68	2,71	2,63	2,82	2,64	2,49	2,68	2,70	2,64	2,43	2,37	2,39	2,40	2,46	2,66	2,83	2,88	3,32	3,21	3,41	3,66	66,28	
	niedziela	3,75	3,58	3,45	3,29	3,13	2,70	2,44	2,15	1,82	1,80	1,81	1,86	1,96	2,13	2,18	2,37	2,54	2,55	2,43	2,24	2,29	2,39	2,61	2,84	60,31	
IX	pon. - pt.	2,47	2,35	2,35	2,33	2,34	2,49	2,58	2,68	2,93	2,63	2,69	2,88	2,77	2,63	2,65	2,59	2,41	2,43	2,34	2,35	2,44	2,55	2,75	2,77	61,40	
	sobota	3,03	2,94	2,85	2,73	2,63	2,71	2,80	2,90	3,06	2,56	2,38	2,58	2,31	2,15	2,11	2,16	2,54	2,48	2,72	2,94	3,11	3,16	3,42	3,40	65,67	
	niedziela	3,52	3,26	3,22	3,05	2,92	2,78	2,39	2,20	2,37	1,84	1,82	1,74	1,78	1,94	2,29	2,38	2,36	2,32	2,13	2,19	2,27	2,59	2,76	2,67	58,79	
X	pon. - pt.	2,35	2,24	2,23	2,19	2,19	2,55	2,98	3,09	3,61	3,52	3,21	2,91	2,72	2,67	2,65	2,52	2,27	2,25	2,37	2,55	2,87	2,93	2,71	2,59	64,17	
	sobota	2,73	2,63	2,68	2,56	2,50	2,71	2,94	3,14	3,45	3,20	2,89	2,49	2,37	2,18	2,07	2,21	2,04	2,35	2,49	2,87	3,28	3,38	3,28	3,10	65,54	
	niedziela	3,11	3,20	2,97	2,70	2,57	2,70	2,73	2,41	2,33	2,23	1,81	1,67	1,72	1,83	1,99	2,08	2,31	2,31	2,32	2,29	2,45	2,85	2,70	2,47	57,75	
XI	pon. - pt.	2,57	2,49	2,45	2,41	2,44	2,50	3,21	3,42	3,87	4,05	3,77	3,64	3,48	3,45	3,41	3,25	3,09	3,12	3,62	3,85	3,77	3,29	2,95	2,82	76,92	
	sobota	2,82	2,72	2,81	2,74	2,68	2,79	3,47	3,49	3,83	4,00	3,21	3,15	3,13	2,88	2,81	2,61	2,81	3,05	3,68	3,78	3,69	3,14	2,86	2,59	74,74	
	niedziela	2,56	2,50	2,55	2,51	2,42	2,46	2,60	2,64	2,75	2,86	2,47	2,39	2,24	2,09	2,15	2,30	2,43	2,59	2,97	3,07	2,91	2,74	2,62	2,53	61,35	
XII	pon. - pt.	3,06	2,96	2,92	2,95	2,92	2,99	3,84	4,05	4,19	4,30	4,26	3,76	3,31	3,09	3,09	3,02	3,21	3,45	4,15	3,75	3,68	3,52	3,20	3,14	82,81	
	sobota	3,12	3,04	2,99	3,07	3,00	3,04	3,69	3,91	3,96	3,85	3,75	3,15	2,73	2,38	2,17	2,13	2,49	2,95	3,72	3,48	3,31	3,09	3,10	2,90	75,02	
	niedziela	2,94	2,95	2,82	2,87	2,72	2,78	2,99	3,17	3,19	3,14	2,96	2,34	1,91	1,69	1,72	1,76	2,30	2,76	3,47	3,21	2,94	2,95	2,98	2,99	65,55	

Dla dni ustawowo wolnych od pracy stosuje się profil **niedziela** w danym miesiącu.

Tablica T.7

PROFILO

Godzina doby

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Razem
I	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	15,00
II	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	13,00
III	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	11,00
IV	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	9,00
V	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	7,00
VI	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	6,00
VII	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	6,00
VIII	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	8,00
IX	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	10,00
X	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	12,00
XI	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	13,00
XII	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	15,00

H. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- H.1. Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESD-Bilansowanie.
- H.2. Podmioty zobowiązane do stosowania IRiESD-Bilansowanie mogą zgłaszać reklamacje w formie pisemnej (drogą pocztową, telefaksową lub mailową) lub ustnej (telefonicznie).
- H.3. Reklamacje powinny być składane do PGE Dystrybucja S.A., na adres Oddziału właściwego ze względu na miejsce przyłączenia do sieci dystrybucyjnej:
1. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Miasto, ul. Tuwima 58, 90-021 Łódź.
 2. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Teren, ul. Piotrowska 58, 90-105 Łódź.
 3. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Zamość, ul. Koźmiana 1, 22-400 Zamość.
 4. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna, ul. Aleja Marszałka Józefa Piłsudskiego 51, 26-110 Skarżysko-Kamienna.
 5. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów, ul. 8-go Marca 8, 35-065 Rzeszów.
 6. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa, ul. Marsa 95, 04-470 Warszawa.
 7. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok, ul. Elektryczna 13, 15-950 Białystok.
 8. PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin, ul. Garbarska 21, 20-340 Lublin.
- Zasięg terytorialny poszczególnych Oddziałów opisano w Załączniku nr 5 do IRiESD.
- H.4. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do PGE Dystrybucja S.A. powinno zawierać w szczególności:
- a) dane adresowe podmiotu;
 - b) datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
 - c) zgłaszane żądanie;
 - d) dokumenty uzasadniające żądanie.
- Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. ppkt. a-d nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez PGE Dystrybucja S.A.
- H.5. PGE Dystrybucja S.A. rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:
- a) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń,
 - b) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.
- Rozstrzygnięcie reklamacji wraz z uzasadnieniem jest przesyłane w formie pisemnej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 150 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- H.6. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez PGE Dystrybucja S.A. 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 kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do PGE Dystrybucja S.A. z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:
- a) zakres nieuwzględnionego przez PGE Dystrybucja S.A. żądania;
 - b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
 - c) 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. PGE Dystrybucja S.A. rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni kalendarzowych od daty jego otrzymania. PGE Dystrybucja S.A. 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. PGE Dystrybucja S.A. przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.
- H.8. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy PGE Dystrybucja S.A., a podmiotem zgłaszającym żądanie, nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej PGE Dystrybucja S.A. i podmiot składający reklamację.
- H.9. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.
- H.10. Zasady korekty danych pomiarowych dla MD oraz MB sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, określone są pkt. C.1.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 152 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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

I. 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
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 110 kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MB_{zw}	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 153 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
FMD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
pMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	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_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: *i* – rząd harmonicznej

P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
RB	Rynek Bilansujący
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciażanie
SM^{MDD}	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego dla Sprzedawcy Macierzystego

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 154 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranej czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
THD	Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem: $THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2},$ gdzie: i – rząd harmonicznej, U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB_{BIL}	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: • URB_{SD} – odbiorca sieciowy • URB_{OK} – odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego
URD_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

II. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5% bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
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 gospodarczą wykonywaną przez Operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
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.
Energia	Energia rozumiana jest w niniejszej IRiESD jako energia elektryczna.
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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 156 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (F_{MDD})	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.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (P_{MDD})	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, która reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a PGE Dystrybucja S.A. oraz określa warunki realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., którym ten sprzedawca będzie sprzedawać energię elektryczną.
Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej	Umowa, która reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a PGE Dystrybucja S.A. oraz określa warunki realizacji umów kompleksowych dla wszystkich URDo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową.
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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 157 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, b) grupa II – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupa III – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A, e) grupa V – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, f) grupa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony lecz nie dłuższy niż rok.
Jednostka grafikowa	Zbiór Rzeczywistych lub Wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Elektrycznej.
Jednostka wytwórcza	Wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, 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 110 kV	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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 158 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
Łącze niezależne	Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania energii elektrycznej	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci, albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.
Moc osiągalna jednostki wytwórczej	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych potwierdzona testami.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 159 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15 minutowych, albo b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego Operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo c) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej nie będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny.
Należyta staranność w utrzymaniu sieci dystrybucyjnej	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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 160 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom – 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: 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.
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.
Odlączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwałe 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 elektroenergetycznego lub Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub Operator systemu połączonego elektroenergetycznego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot, który jest odpowiedzialny za pozyskiwanie danych pomiarowych energii elektrycznej z układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego Operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
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, modernizację 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, modernizację 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) zgłoszenia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, które 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.
Program zgodności	Program określający przedsięwzięcia, jakie powinien podjąć OSD w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania Użytkowników Systemu i Potencjalnych Użytkowników Systemu.
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.
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 dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.

Przylącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu 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 ustalony okres, z określonymi parametrami pracy.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek detaliczny	Segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców końcowych na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., gdzie dostawcy oferują odbiorcom dostawę energii, konkurując ze sobą ceną i warunkami dostawy.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączanie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.

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.
Służba dyspozytorska lub ruchowa	Komórka organizacyjna przedsiębiorstwa elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.
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.
Sprzedawca Macierzysty	Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci OSD funkcję Sprzedawcy z Urzędu.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
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.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem

nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.

THFF

Współczynnik zakłóceń harmoniczych telefonii.

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 Detalicznego

Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).

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 energię.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy

Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy

Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny

Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.

Układ pomiarowy bilansowo-kontrolny

Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 166 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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 energii elektrycznej.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997 r. – 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, którego urządzenia wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
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 zwarciove	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 świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez Operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

Załącznik nr 1**SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH JAK I PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE DYSTRYBUCJA S.A.****1. POSTANOWIENIA OGÓLNE**

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej oraz podlegających modernizacji.
- 1.2. PGE Dystrybucja S.A. 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 PGE Dystrybucja S.A.
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej, powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. PGE Dystrybucja S.A. decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.
- 1.7. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z PGE Dystrybucja S.A. i w obecności jego przedstawiciela.

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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 169 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

- 2.2. W przypadku, gdy jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej na wyspę urządzeń tego wytwórcy, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od sieci dystrybucyjnej, wyposażony w system zdalnego sterowania z odwzorowaniem jego stanu pracy.
- 2.3. PGE Dystrybucja S.A. koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. 2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy. Wymaganie nie dotyczy łącznika na połączeniu sieci dystrybucyjnej z mikroźródłem w zakresie zdalnego sterowania i odwzorowania stanu łącznika.
- 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 niezależne zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami pkt. II.4.5 IRiESD oraz pkt. 3 niniejszego załącznika.
- 3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w 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 zerowonadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości. Dla jednostek przyłączonych do sieci nN należy stosować zabezpieczenia od pracy niepełnofazowej z kryterium kontroli asymetrii prądu obciążenia.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 170 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 3.5. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.6. PGE Dystrybucja S.A. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od pracy wyspowej.
- 3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
 - a) łącznik określony w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) łącznik określony w pkt. 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8. PGE Dystrybucja S.A. ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.
- 3.10. Dla jednostek wytwórczych przyłączanych do 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.
- 3.11. 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.
- 3.12. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.13. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
 - a) 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 171 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 3.14. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym, automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z PGE Dystrybucja S.A.
- 3.15. 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.
- 3.16. PGE Dystrybucja S.A. może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 172 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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 minimum 30 s 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. PGE Dystrybucja S.A. może w uzasadnionych przypadkach ustalić inne granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.
- 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z PGE Dystrybucja S.A.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w niniejszym pkt. 6 niniejszego załącznika.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 173 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5 Hz 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 odchyłeń $\pm 5\%$ 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 110 kV, SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznnych odniesionych do harmonicznnej podstawowej nie może przekraczać 0,5%.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- a) 1,5% – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - b) 3,0% – dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - c) 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: $P_{lt} \leq 0,6$ za wyjątkiem farm wiatrowych, dla których współczynnik P_{lt} określono w pkt. 8.7.3.
- 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 174 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

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

– 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 MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

PGE Dystrybucja S.A. 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

8.1. Postanowienia ogólne

8.1.1. Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 175 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 8.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 8 niniejszego załącznika obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.
- 8.1.3. Farmy wiatrowe, które w dniu wejścia w życie niniejszej IRiESD są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania pkt. 8 niniejszego załącznika tylko w przypadku modernizacji farmy wiatrowej. Farmy wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci, uzgodnią z PGE Dystrybucja S.A. zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.
- 8.1.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
- regulacja mocy czynnej,
 - praca w zależności od napięcia i częstotliwości,
 - załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
 - regulacja napięcia i mocy biernej,
 - wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
 - dotrzymywanie standardów jakości energii elektrycznej,
 - elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
 - systemy monitoringu i telekomunikacji,
 - testy sprawdzające.
- 8.1.5. PGE Dystrybucja S.A. ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD oraz w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz – dla farm przyłączanych do sieci 110 kV – symulacje komputerowe, na modelu systemu akceptowanym przez odpowiedniego Operatora sieci, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.
- 8.1.6. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.
- 8.1.7. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 8.1.8. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określone przez PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 8.1.9. PGE Dystrybucja S.A. może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy i zażądać aby regulacja mocy farmy wiatrowej była dostosowana do

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 176 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

automatycznej regulacji zdalnej.

- 8.1.10. Farma wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona na polecenie Operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8.2. Regulacja mocy czynnej farmy wiatrowej

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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 177 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

8.2.7. PGE Dystrybucja S.A. z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac modernizacyjnych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

8.2.8. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. PGE Dystrybucja S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączania, monitorowania i transmisji danych.

8.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

8.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

- a) przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwalej z mocą znamionową,
- b) przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
- c) przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,
- d) przy $47,5 \leq f < 48,0$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,
- e) przy $f < 47,5$ Hz farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
- f) przy $50,5 < f \leq 51,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość trwalej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,
- g) przy $f > 51,5$ Hz farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

8.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt. 8.3.1.a) i pkt.8.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:

- a) $105 \text{ kV} \div 123 \text{ kV}$ – dla sieci 110 kV,
- b) $\pm 10\% U_n$ – dla sieci SN.

8.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane w powyższych punktach są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5% na minutę, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 178 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 8.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy wyższej częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.
- 8.3.5. PGE Dystrybucja S.A. może określić w warunkach przyłączenia farm wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.
- 8.3.6. PGE Dystrybucja S.A. w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego, określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej, warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.

8.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

- 8.4.1. Farma wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego Operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.
- 8.4.2. Podczas każdego uruchamiania farmy wiatrowej gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 8.2.3. niniejszego załącznika.
- 8.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 8.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, PGE Dystrybucja S.A. musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 15 minut spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy i prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 10% jej mocy znamionowej.
- 8.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii farmy wiatrowej, redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt. 8.2.3. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

8.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

- 8.5.1. Wyposażenie farmy wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych (w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia) oraz stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 8.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia

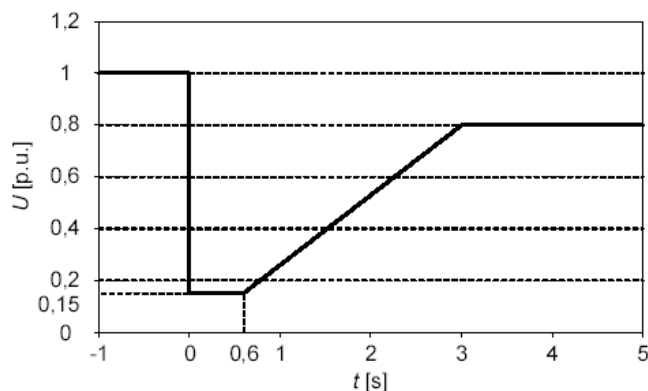
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 179 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia. PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia do sieci określa wymagania w tym zakresie, wraz z potrzebą zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.

- 8.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej, farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,975 (indukcyjny) do 0,975 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.
- 8.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać ww. zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy. Dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV zmiana zakresu regulacji powinna odbywać się w sposób zdalny.
- 8.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej, należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną, z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

8.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 8.6.1. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżką napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze farmy wiatrowej nie mogą być wyłączane.



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

- 8.6.2. W niektórych lokalizacjach, PGE Dystrybucja S.A. może wymagać, by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały z możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych moc bierną. Wymaganie to określa PGE Dystrybucja S.A. w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 180 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

8.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, PGE Dystrybucja S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.

8.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia do sieci, do wartości zgodnych z wykresem w pkt. 8.6.1. niniejszego załącznika (obszar powyżej krzywej), farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia, w ramach ograniczeń technicznych farmy wiatrowej.

8.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

8.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3 %. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

8.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.

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

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

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

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

8.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 8.7.1. do 8.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.

8.7.6. Farmy wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmoniczných napięcia i prądu). Farmy wiatrowe przyłączane do sieci 110 kV powinny być wyposażone w system teletransmisji danych do odpowiedniego operatora systemu.

8.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 181 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 8.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

8.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

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

Analizę zabezpieczeń należy przekazać PGE Dystrybucja S.A.

8.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

- 8.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry farmy.
- Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określa w warunkach przyłączenia PGE Dystrybucja S.A.
- 8.9.2. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu pomiarów wielkości z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
- a) mocy czynnej,
 - b) mocy biernej,
 - c) napięcia i prądu w miejscu przyłączenia do sieci,
 - d) współczynnika mocy $\cos \varphi$,
 - e) średniej dla farmy prędkości wiatru.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 182 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 8.9.3. Minimalny zakres przekazywanych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
- aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV,
 - inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 8.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przekazywania danych do operatora systemu.
- 8.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinowej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 24 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.
- 8.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu, aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- 8.9.7. PGE Dystrybucja S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 8.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji, w tym protokoły komunikacji, pomiędzy farmą wiatrową i PGE Dystrybucja S.A. określa PGE Dystrybucja S.A. na etapie projektowania.
- 8.9.9. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
 - rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

8.10. Testy sprawdzające

- 8.10.1. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób i zakres przeprowadzenia

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 183 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

testów farmy wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić co najmniej na 6 miesięcy przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

- 8.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 3 miesiące przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone na miesiąc przed terminem uruchomienia farmy wiatrowej.

Testy powinny być wykonane zgodnie z obowiązującymi przepisami przy zachowaniu należytej staranności i wiedzy technicznej, przez osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje, wiedzę i doświadczenie. Operator systemu ma prawo uczestniczyć w przeprowadzeniu testów.

- 8.10.3. Testy obejmować powinny w szczególności:
- charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
 - uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
 - odstawiania farmy wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągnięta jest moc znamionowa,
 - szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
 - działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
 - wpływ farmy wiatrowej na jakość energii.
- 8.10.4. PGE Dystrybucja S.A. wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.
- 8.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest PGE Dystrybucja S.A. w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.
- 8.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż farma wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego nie spełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, operator systemu ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 184 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez PGE Dystrybucja S.A.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 185 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

SPIS TREŚCI

1. WSTĘP	187
2. OGŁĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	187
3. PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	189
4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	190
5. OGŁĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI	191
6. MODERNIZACJE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	191
7. CZASOOKRESY OGŁĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH	192

1. WSTEP

PGE Dystrybucja S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego (OSD) wprowadza następujące wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i modernizacji urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.

2. OGŁĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 2.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
- 2.2. Oględziny linii napowietrznych są przeprowadzane w czasookresach określonych przez OSD, podanych w Rozdziale 7.
- 2.3. Podczas przeprowadzania oględzin linii napowietrznych sprawdza się w szczególności:
 - a) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
 - b) stan przewodów i ich osprzętu,
 - c) stan podwieszanej linii światłowodowej wraz z osprzętem lub innych systemów łączności montowanych na linii,
 - d) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
 - e) stan widocznych odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
 - f) stan izolacji linii,
 - g) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,
 - h) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
 - i) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
 - j) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
 - k) wpływ działania wód lub osiadania gruntu na konstrukcje linii.
- 2.4. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.5. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych 110 kV i SN sprawdza się w szczególności:
 - a) stan głowic kablowych,
 - b) stan złączy kablowych SN,
 - c) stan widocznych oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,

- d) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
 - e) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
 - f) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
 - g) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
 - h) czy na trasie linii kablowych nie zaistniały warunki mające wpływ na ich prawidłową eksploatację, m.in. czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.
- 2.6. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złącz kablowych oraz połączeń z liniami napowietrznymi.
- 2.7. Oględziny stacji elektroenergetycznych przeprowadza się w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.8. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
- a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
 - b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
 - c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
 - d) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
 - e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
 - f) stan transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
 - g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemekhaniki,
 - h) działanie rejestratorów zakłóceń,
 - i) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
 - j) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
 - k) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
 - l) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
 - m) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
 - n) poziom/ciśnienie/gęstość gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
 - o) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
 - p) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 188 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 2.9. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
- spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
 - stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
 - stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji obiektu,
 - stan baterii kondensatorów,
 - działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
 - aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepek i układów automatyki łączeniowej,
 - stan dróg, przejść i pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
 - stan budynków, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
 - stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
 - stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
 - działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
 - kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
 - stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

3. PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 3.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.
- 3.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:
- oględziny w zakresie określonym w pkt.2.3.,
 - badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - odrębnymi wymaganiami i przepisami,
 - konserwacje i naprawy.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 189 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- 3.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.5. oraz w pkt. 2.6.,
 - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - c) konserwacje i naprawy.
- 3.4. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w pkt.2.8. oraz w pkt.2.9.,
 - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
 - c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
 - d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
 - e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
 - g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
 - h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
 - i) konserwacje i naprawy.

4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 4.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- 4.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
- a) wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
 - b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,
 - c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
 - d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
 - e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
 - f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów eksploatacyjnych, napraw i modernizacji,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 190 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

- g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
- h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

5. OGŁĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI

- 5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z odrębnymi wymaganiami i przepisami.
- 5.2. Ogłędziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, a w przypadkach gdy narażone są one na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, nie rzadziej niż raz w roku, sprawdzając w szczególności:
 - a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
 - b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
 - c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
 - d) stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
 - e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
 - f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

6. MODERNIZACJE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 6.1. Modernizacje urządzeń, instalacji i sieci przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych modernizacji.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 191 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

7. CZASOOKRESY OGŁĘDZIN URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

L.p.	Urządzenia	Czasookresy oględzin
1	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV	Nie rzadziej niż raz w roku
2	Linii napowietrzne o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
3	Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV	Nie rzadziej niż raz w roku
4	Linie kablowe o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
5	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV ze stałą obsługą:	
	1. W skróconym zakresie.	1. Nie rzadziej niż raz na dobę.
	2. W pełnym zakresie.	2. Nie rzadziej niż raz na pół roku.
6	Stacje elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV bez stałej obsługi:	
	1. W skróconym zakresie.	1. Nie rzadziej niż raz na kwartał.
	2. W pełnym zakresie.	2. Nie rzadziej niż raz na pół roku.
7	Stacje elektroenergetyczne SN/SN i SN/nN wyposażone w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN.	W pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na rok.
8	Stacje elektroenergetyczne SN/nN:	
	1. Wewnętrzne.	1. Nie rzadziej niż raz na 2 lat.
	2. Napowietrzne.	2. Nie rzadziej niż raz na 5 lat.

Załącznik nr 3
Zawartość formularza powiadomienia PGE DYSTRYBUCJA S.A. przez Sprzedawcę w imieniu własnym i URD, o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie kompleksowej

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia.
2.	Miejscowość.
3.	Dane sprzedawcy:
3.1.	nazwa,
3.2.	kod nadany przez PGE Dystrybucja S.A. (w przypadku kiedy OSD nadał taki kod albo stosuje się kod nadany przez OSP).
4.	Dane URD (Odbiorcy):
4.1.	nazwa,
4.2.	kod pocztowy,
4.3.	miejscowość,
4.4.	ulica,
4.5.	nr budynku,
4.6.	nr lokalu,
4.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (nr paszportu dotyczy obcokrajowców).
5.	Dane punktu poboru:
5.1.	kod identyfikacyjny PPE, a w przypadku jego braku nr fabryczny licznika
5.2.	kod pocztowy,
5.3.	miejscowość,
5.4.	ulica,
5.5.	nr budynku,
5.6.	nr lokalu tego punktu poboru.
6.	Okres obowiązywania umowy sprzedaży.
7.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objętej umową sprzedaży w podziale na poszczególne punkty PPE lub w przypadku umów zawartych na okres krótszy niż rok planowaną ilość energii elektrycznej objętą umową w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku nie podania tej wartości zostanie ona określona przez PGE Dystrybucja S.A. i traktowana według takich samych zasad jak podana przez odbiorcę i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku PGE Dystrybucja S.A. nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
8.	Nazwa podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) URD.
9.	Imię, nazwisko oraz podpisy osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczną, bezpośrednią weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza).
10.	Parametry techniczne dostaw dot. umów kompleksowych
10.1.	Moc umowna
10.2.	Taryfa OSD
10.3.	Miejsce rozgraniczenia własności
10.4.	Miejsce dostarczania energii

Uwaga – nie należy zmieniać nr pozycji; w przypadku nie wymagania przez OSD podawania którejs z pozycji należy przy niej wstawić gwiazdkę () z wyjaśnieniem pod tabelą – pozycja nie wymagana.*

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 193 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Załącznik nr 4

Lista kodów, którymi PGE Dystrybucja S.A. informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna – brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.2. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna – błąd w formularzu powiadamiania w pozycji „X”
W-03	Weryfikacja negatywna – brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a URD lub pełnomocnictwa dla sprzedawcy działającego w imieniu i na rzecz URDo do zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z PGE Dystrybucja S.A.
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak Generalnej Umowy Dystrybucji pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja pozytywna – konieczność dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych przez URDo lub URDw
W-08	Weryfikacja negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)
W-10	Weryfikacja negatywna – brak lub błędne wskazanie parametrów technicznych dostaw w umowie kompleksowej
W-11	Konieczne uzupełnienie lub korekta powiadomienia w pozycji „X”

Załącznik nr 5**Zasięg terytorialny
poszczególnych Oddziałów PGE Dystrybucja S.A.****1. ODDZIAŁ BIAŁYSTOK****Miasta:**

Augustów, Biała Piska, Białystok, Bielsk Podlaski, Brańsk, Choroszcz, Ciechanowiec, Czarna Białostocka, Czyżew, Dąbrowa Białostocka, Drohiczyn, Elk, Giżycko, Gołdap, Goniadz, Grajewo, Hajnówka, Jedwabne, Kleszczele, Knyszyn, Kolno, Krynki, Lipsk, Łapy, Łomża, Michałowo, Mikołajki, Mońki, Nowogród, Olecko, Orzysz, Pisz, Rajgród, Ruciane-Nida, Ryn, Sejny, Siemiatycze, Sokółka, Stawiski, Suchowola, Supraśl, Suraz, Suwałki, Szczuczyn, Szepietowo, Tykocin, Wasilków, Węgorzewo, Wysokie Mazowieckie, Zabłudów, Zambrów.

Gminy:

Andrzejewo, Augustów, Bakałarzewo, Banie Mazurskie, Bargłów Kościelny, Biała Piska, Białowieża, Bielsk Podlaski, Boćki, Boguty-Pianki, Brańsk, Budry, Choroszcz, Ciechanowiec, Czarna Białostocka, Czeremcha, Czyże, Czyżew, Dąbrowa Białostocka, Dobrzyniewo Duże, Drohiczyn, Dubeninki, Dubicze Cerkiewne, Dziadkowice, Elk, Filipów, Giby, Giżycko, Gołdap, Goniadz, Grabowo, Grajewo, Grodzisk, Gródek, Hajnówka, Janów (powiat sokólski), Jasionówka, Jaświły, Jedwabne, Jeleniewo, Juchnowiec Kościelny, Kalinowo, Kleszczele, Klukowo, Knyszyn, Kobylin-Borzymy, Kolno (powiat koleński), Kołaki Kościelne, Korycin, Kowale Oleckie, Krasnopol, Kruklanki, Krynki, Krypno, Kulesze Kościelne, Kuźnica, Lipsk, Łapy, Łyse, Łomża, Mały Płock, Miastkowo, Michałowo, Mielnik, Mikołajki, Milejczyce, Miłki, Mońki, Narew, Narewka, Nowe Piekuty, Nowinka, Nowogród, Nowy Dwór, Nur, Nurzec-Stacja, Olecko, Orla, Orzysz, Perlejewo, Piątnica, Piecki, Pisz, Płaska, Poświętne (powiat białostocki), Pozezdrze, Prostki, Przerośl, Przytuły, Puńsk, Raczki, Radziłów, Rajgród, Ruciane-Nida, Rudka, Rutka-Tartak, Rutki, Ryn, Rzekuń, Sejny, Sidra, Siemiatycze, Sokoły, Sokółka, Stare Juchy, Stawiski, Suchowola, Supraśl, Suraz, Suwałki, Szczuczyn, Szepietowo, Sztabin, Szudziałowo, Szulborze Wielkie, Szumowo, Szypliszki, Śniadowo, Świętajno (powiat olecki), Trzcianne, Troszyn, Turośl, Turośń Kościelna, Tykocin, Wasilków, Wąsosz (powiat grajewski), Węgorzewo, Wieliczki, Wizna, Wiżajny, Wydminy, Wysokie Mazowieckie, Wyszki, Zabłudów, Zambrów, Zaręby Kościelne, Zawady, Zbójna.

2. ODDZIAŁ LUBLIN**Miasta:**

Bełżyce, Biała Podlaska, Bychawa, Dęblin, Kazimierz Dolny, Kock, Kraśnik, Lubartów, Lublin, Łęčna, Łosice, Łuków, Międzyrzec Podlaski, Nałęczów, Opole Lubelskie, Ostrów Lubelski, Parczew, Piaski, Poniatowa, Puławy, Radzyń Podlaski, Ryki, Świdnik, Terespol.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 195 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Gminy:

Abramów, Baranów (powiat puławski), Bełżyce, Biała Podlaska, Borki, Borzechów, Bychawa, Chodel, Cyców, Czemierniki, Dębowa Kłoda, Drelów, Dzierzkowice, Fajslawice, Firlej, Garbów, Głusk, Hanna, Huszlew, Jabłonna (powiat lubelski), Jabłoń, Janowiec, Janów Podlaski, Jastków, Jeziorzany, Józefów nad Wisłą, Kamionka, Karczmiska, Kazimierz Dolny, Kąkolewnica, Kock, Kodeń, Komarówka Podlaska, Konopnica (powiat lubelski), Konstantynów, Końskowola, Kraśnik, Krzczonów, Kurów, Leśna Podlaska, Lubartów, Ludwin, Łaziska, Łęczna, Łomazy, Łosice, Łuków, Markuszów, Mełgiew, Michów, Międzyrzec Podlaski, Milanów, Milejów, Nałęczów, Niedrzwica Duża, Niedźwiada, Niemce, Nowodwór, Olszanka (powiat łosicki), Opole Lubelskie, Ostrów Lubelski, Ostrówek (powiat lubartowski), Parczew, Piaski (powiat świdnicki), Piszczac, Platerów, Podedwórze, Poniatowa, Puchaczów, Puławy, Radzyń Podlaski, Rokitno, Rossosz, Rybczewice, Ryki, Sarnaki, Serniki, Serokomla, Siemień, Sławatycze, Spiczyn, Stara Kornica, Stężyca (powiat rycki), Strzyżewice, Sosnówka, Świdnik, Terespol, Trawniki, Tucznia, Ulan-Majorat, Ułęż, Urzędów, Uścimów, Wąwolnica, Wilkołaz, Wilków (powiat opolski), Wisznice, Wołyń, Wojciechów, Wojcieszków, Wólka, Zakrzówek, Zalesie, Żyrzyn.

3. ODDZIAŁ ŁÓDŹ- MIASTO
Miasta:

Aleksandrów Łódzki, Głowno, Konstantynów Łódzki, Łódź, Ozorków, Pabianice, Rzgów, Stryków, Zgierz

Gminy:

Aleksandrów Łódzki, Andrespol, Bielawy, Brójce, Brzeziny (powiat brzeziński), Czarnocin (powiat piotrkowski), Dłutów, Dmosin, Dobroń, Domaniewice, Głowno, Ksawerów, Lutomiersk, Nowosolna, Ozorków, Pabianice, Parzęczew, Rokiciny, Rzgów (powiat łódzki wschodni), Stryków, Tuszyń, Wodzierady, Zgierz.

4. ODDZIAŁ ŁÓDŹ-TEREN
Miasta:

Bełchatów, Brzeziny, Głowno, Konstantynów Łódzki, Łowicz, Piotrków Trybunalski, Radomsko, Rawa Mazowiecka, Sieradz, Skierniewice, Sochaczew, Tomaszów Mazowiecki, Zduńska Wola, Żyrardów, Biała Rawska, Błaszki, Działoszyń, Kamieńsk, Koluszki, Łask, Mszczonów, Opoczno, Poddębice, Przedbórz, Sulejów, Szadek, Tuszyń, Uniejów, Warta, Wieluń, Wolbórz, Żelów, Żłoczew.

Gminy:

Aleksandrów (powiat piotrkowski), Aleksandrów Łódzki, Baranów (powiat grodziski), Bełchatów, Będków, Biała (powiat wieluński), Biała Rawska, Białaczów, Bielawy, Błaszki, Błędów, Błonie, Bolimów, Brąszewice, Brochów, Brójce, Brzeziny (powiat brzeziński), Brzeziny (powiat kaliski), Brzeźnio, Buczek, Budziszewice, Burzenin, Chaśno, Cielądz, Czarnocin (powiat piotrkowski), Czarnożyły, Czerniewice, Dalików, Dłutów, Dmosin, Dobra (powiat turecki), Dobroń, Dobryszce, Domaniewice, Drużbice, Drzewica, Działoszyń,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 196 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Falków, Gielniów, Głowno, Głuchów, Godzianów, Gomunice, Gorzkowice, Goszczanów, Gowarczów, Grabica, Grodzisk Mazowiecki, Iłów, Inowódz, Jaktorów, Jeżów, Kamieńsk, Kampinos, Kawęczyn, Kielczygłów, Kiernoza, Kleszczów, Klonowa, Kluczewsko, Kluki, Kobile Wielkie, Kocierzew Południowy, Kodrąb, Koluszki, Konopnica (powiat wieluński), Końskie, Kowiesy, Koźminek, Kruszyna, Lgota Wielka, Lipce Reymontowskie, Lisków, Lubochnia, Lutomiersk, Lututów, Ładzice, Łask, Łęczycza, Łęki Szlacheckie, Łowicz, Łyszkowice, Maków, Masłowice, Młodzieszyn, Mniszków, Mogielnica, Mokrsko, Moszczenica (powiat piotrkowski), Mszczonów, Nadarzyn, Nieborów, Nowa Sucha, Nowe Miasto nad Pilicą, Nowosolna, Nowy Kawęczyn, Opoczno, Osjaków, Ostrówek (powiat wieluński), Pabianice, Pajęczno, Paradyż, Parzęczew, Pątnów, Pęczniew, Pniewy (powiat grójecki), Poddębice, Popów, Poświętne (powiat opoczyński), Przedbórz, Puszcza Mariańska, Radomsko, Radziejowice, Rawa Mazowiecka, Regnów, Ręczno, Rogów, Rokiciny, Rozprza, Rusiec, Rybno (powiat sochaczewski), Rzaśnia, Rzeczyca, Rzgów (powiat łódzki wschodni), Sadkowice, Sędziejowice, Siemkowice, Sieradz, Skierniewice, Skomlin, Sławno (powiat opoczyński), Słupia, Słupia (Konecka), Sochaczew, Sokolniki, Stryków, Strzelce Wielkie, Sulejów, Sulmierzyce, Szadek, Szczerców, Szczytniki, Świnice Warckie, Teresin, Tomaszów Mazowiecki, Tuszyn, Ujazd (powiat tomaszowski), Uniejów, Warta, Wartkowice, Widawa, Wielgomłyny, Wieluń, Wierzchlas, Wiskitki, Włoszczowa, Wodzierady, Wola Krzysztoporska, Wolbórz, Wróblew, Zadzim, Zapolice, Zduny (powiat łowicki), Zduńska Wola, Żelów, Złoczew, Żabia Wola, Żarnów, Żelechlinek.

5. ODDZIAŁ RZESZÓW

Miasta:

Annapol, Baranów Sandomierski, Biecz, Błażowa, Boguchwała, Brzozów, Ćmielów, Dukla, Głogów Małopolski, Iwonicz-Zdrój, Janów Lubelski, Jasło, Jedlicze, Kolbuszowa, Kołaczyce, Koprzywnica, Krosno, Lesko, Leżajsk, Łańcut, Mielec, Nisko, Nowa Dęba, Nowa Sarzyna, Opatów, Osiek, Ożarów, Połaniec, Przecław, Ropczyce, Rudnik nad Sanem, Rymanów, Rzeszów, Sandomierz, Sanok, Sędziszów Małopolski, Sokołów Małopolski, Stalowa Wola, Staszów, Strzyżów, Tarnobrzeg, Tyczyn, Ulanów, Ustrzyki Dolne, Zagórz, Zawichost.

Gminy:

Annapol, Baćkowice, Baligród, Baranów Sandomierski, Batorz, Besko, Białobrzegi (powiat łańcucki), Biecz, Błażowa, Bogoria, Boguchwała, Bojanów, Borowa, Brzozów, Brzyska, Bukowsko, Chmielnik (powiat rzeszowski), Chorkówka, Chrzanów (powiat janowski), Cisna, Cmolas, Czarna (powiat bieszczadzki), Czarna (powiat łańcucki), Czermin (powiat mielecki), Czudec, Ćmielów, Dębowiec (powiat jasielski), Domaradz, Dukla, Dwikozy, Dydnia, Dzikowiec, Dzwola, Frysztak, Gawłuszowice, Głogów Małopolski, Godziszów, Gorzyce (powiat tarnobrzegi), Gościeradów, Grębów, Grodzisko Dolne, Haczów, Harasiuki, Hyżne, Iwaniska, Iwierzyce, Iwonicz-Zdrój, Janów Lubelski, Jarocin (powiat niżański), Jasienica Rosielna, Jasło, Jaśliska, Jedlicze, Jeżowe, Kamień (powiat rzeszowski), Klimontów, Kolbuszowa, Kołaczyce, Komańcza, Koprzywnica, Korczyna, Krasne (powiat rzeszowski), Krempna, Krościenko Wyżne, Krzeszów, Kuryłówka, Lesko, Leżajsk, Lipinki, Lipnik, Lubenia, Lutowiska, Łańcut, Łoniów, Łubnice (powiat staszowski), Majdan Królewski, Markowa, Miejsce Piastowe,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 197 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Mielec, Modliborzyce, Niebylec, Nisko, Niwiska, Nowa Dęba, Nowa Sarzyna, Nowy Żmigród, Nozdrzec, Obrazów, Olszanica, Opatów (powiat opatowski), Osiek (powiat staszowski), Osiek Jasielski, Ostrów, Ożarów, Padew Narodowa, Połaniec, Potok Wielki, Przeclaw, Pysznica, Radomyśl nad Sanem, Rakszawa, Ranizów, Ropczyce, Rudnik nad Sanem, Rymanów, Rytwiany, Sadowie, Samborzec, Sanok, Sędziszów Małopolski, Skołyszyn, Sokołów Małopolski, Solina, Staszów, Strzyżów, Szastarka, Świlcza, Tarłów, Tarnowiec, Trzebownik, Trzydnik Duży, Tuszów Narodowy, Tyczyn, Tyrawa Wołoska, Ulanów, Ustrzyki Dolne, Wielopole Skrzyńskie, Wilczyce, Wiśniowa (powiat strzyżowski), Wojaszówka, Wojciechowice, Zagórz, Zaklików, Zaleszany, Zarszyn, Zawichost, Żółnia.

6. ODDZIAŁ SKARŻYSKO-KAMIENNA

Miasta:

Białobrzegi, Bodzentyn, Busko-Zdrój, Chęciny, Chmielnik, Drzewica, Daleszyce, Działoszyce, Grójec, Iłża, Jędrzejów, Kazimierza Wielka, Kielce, Końskie, Kozienice, Kunów, Lipsko, Małogoszcz, Miechów, Mogielnica, Nowe Miasto nad Pilicą, Ostrowiec Świętokrzyski, Pińczów, Pionki, Przysucha, Radom, Sędziszów, Skalmierz, Skaryszew, Skarżysko-Kamienna, Starachowice, Stąporków, Suchedniów, Szydłowiec, Warka, Wąchock, Włoszczowa, Wyśmierzyce, Zwoleń.

Gminy:

Bałów, Bejsce, Belsk Duży, Białaczów, Białobrzegi (powiat białobrzezki), Bieliny, Bliżyn, Błędów, Bodzechów, Bodzentyn, Borkowice, Brody (powiat starachowicki), Busko-Zdrój, Charsznica, Chęciny, Chlewiska, Chmielnik (powiat kielecki), Chotcza, Chynów, Ciepiałów, Czarnocin (powiat kazimierski), Daleszyce, Drzewica, Działoszyce, Fałków, Garbatka-Letnisko, Gielnów, Głowaczów, Gniewosów, Gnojno, Gołcza, Goszczyn, Gowarczów, Górno, Gózd, Grabów nad Pilicą, Jasieniec, Grójec, Iłża, Imielno, Jastrząb, Jastrzębia, Jedlińsk, Jedlnia-Letnisko, Jędrzejów, Kazanów, Kazimierza Wielka, Kije, Kłwów, Końskie, Koszyce, Kowala, Kozłów, Kozienice, Krasocin, Książ Wielki, Kunów, Lipsko, Łągów (powiat kielecki), Łączna, Łopuszno, Magnuszew, Małogoszcz, Masłów, Michałów, Miechów, Miedziana Góra, Mirów, Mirzec, Mniów, Mogielnica, Morawica, Nagłowice, Nowa Słupia, Nowe Miasto nad Pilicą, Nowy Korczyn, Odrzywół, Oksa, Oleśnica (powiat staszowski), Opatowiec, Orońsko, Pacanów, Pałecznica, Pawłów, Piekosów, Pierzchnica, Pińczów, Pionki, Pniewy (powiat grójecki), Policzna, Potworów, Promna, Przyłęk, Przysucha, Przytyk, Raclawice, Radków (powiat włoszczowski), Radoszyce, Radzanów (powiat białobrzezki), Raków, Ruda Maleniecka, Rusinów, Rzecznów, Sędziszów, Sieciechów, Sienno, Sitkówka-Nowiny, Skalmierz, Skaryszew, Skarżysko Kościelne, Słabosów, Słupia (Jędrzejowska), Słupia (Konecka), Smyków, Sobków, Solec nad Wisłą, Solec-Zdrój, Stara Błotnica, Stąporków, Stopnica, Strawczyn, Stromiec, Suchedniów, Szydłowiec, Szydłów, Tczów, Tuczępy, Warka, Waśniów, Wąchock, Wieniawa, Wierzbica (powiat radomski), Wiślica, Włoszczowa, Wodzisław, Wolanów, Wyśmierzyce, Zagnańsk, Zakrzew (powiat radomski), Złota, Zwoleń.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 198 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

7. ODZIAŁ WARSZAWA

Miasta:

Błonie, Brok, Brwinów, Chorzele, Garwolin, Góra Kalwaria, Grodzisk Mazowiecki, Halinów, Józefów (powiat otwocki), Kałuszyn, Karczew, Kobyłka, Konstancin-Jeziorna, Kosów Lacki, Legionowo, Łaskarzew, Łochów, Łomianki, Łuków, Maków Mazowiecki, Marki, Milanówek, Mińsk Mazowiecki, Mordy, Myszyniec, Nasielsk, Nowy Dwór Mazowiecki, Ostrołęka, Ostrów Mazowiecka, Otwock, Ożarów Mazowiecki, Piaseczno, Piastów, Pilawa, Podkowa Leśna, Pruszków, Przasnysz, Radzymin, Różan, Serock, Siedlce, Sochaczew, Sokołów Podlaski, Stoczek Łukowski, Sulejówek, Tarczyn, Tłuszcz, Warszawa (dzielnice: Białołęka, Bielany, Rembertów, Targówek, Ursus, Ursynów, Wawer, Wilanów, Wesoła, Włochy, Bemowo), Węgrów, Wołomin, Wyszaków, Zakroczym, Ząbki, Zielonka, Żelechów.

Gminy:

Adamów (powiat łukowski), Baranowo, Baranów (powiat grodziski), Bielany, Błonie, Borowie, Brańszczyk, Brochów, Brok, Brwinów, Ceglów, Celestynów, Cerań, Chorzele, Chynów, Czarnia, Czerwin, Czerwonka, Czosnów, Dąbrówka, Dębe Wielkie, Długosiodło, Dobrze (powiat miński), Domanice, Dzierzgowo, Garwolin, Goworowo, Góra Kalwaria, Górzno (powiat garwoliński), Grębków, Grodzisk Mazowiecki, Halinów, Izabelin, Jabłonna (powiat legionowski), Jabłonna Lacka, Jadów, Jaktorów, Jakubów, Jednorzec, Kadzidło, Kałuszyn, Kampinos, Karczew, Karniewo, Klembów, Kłoczew, Kołbiel, Konstancin-Jeziorna, Korczew, Korytnica, Kosów Lacki, Kotuń, Kozienice, Krasnosielc, Krzynowłoga Mała, Krzywda, Latowicz, Lelis, Leoncin, Leszno, Lesznowola, Liw, Łaskarzew, Łochów, Łomianki, Łosice, Łuków, Łyse, Maciejowice, Małkinia Górna, Miastków Kościelny, Michałowice (powiat pruszkowski), Miedźna, Międzyrzec Podlaski, Mińsk Mazowiecki, Młynarze, Mokobody, Mordy, Mrozy, Myszyniec, Nadarzyn, Nasielsk, Nieporęt, Obryte, Olszewo-Borki, Osieck, Ostrów Mazowiecka, Ożarów Mazowiecki, Paprotnia, Parysów, Piaseczno, Pilawa, Płoniawy-Bramura, Pokrzywnica, Pomiechówek, Poświętne (powiat wołomiński), Prażmów, Przasnysz, Przesmyki, Radzymin, Raszyn, Repki, Rozogi, Różan, Rząśnik, Rzekuń, Rzewnie, Sabnie, Sadowne, Serock, Serokomla, Siedlce, Siennica, Skórzec, Sobienie-Jeziory, Sobolew, Sochaczew, Sokołów Podlaski, Somianka, Stanin, Stanisławów, Stare Babice, Stary Lubotyń, Sterdyń, Stężyca (powiat rycki), Stoczek, Stoczek Łukowski, Strachówka, Suchożebry, Sulejówek, Sypniewo, Szelków, Tarczyn, Teresin, Tłuszcz, Trojanów, Troszyn, Trzebieszów, Wąsewo, Wiązowna, Wieliszew, Wierzbno, Wilga, Wiśniew, Wodynie, Wojcieszków, Wola Mysłowska, Wołomin, Wyszaków, Zabrodzie, Zakroczym, Zatory, Zbójna, Zbuczyn, Zielonka, Żabia Wola, Żelechów.

8. ODDZIAŁ ZAMOŚĆ

Miasta:

Biłgoraj, Chełm, Cieszanów, Dynów, Frampol, Hrubieszów, Jarosław, Józefów (powiat biłgorajski), Kańczuga, Krasnobród, Krasnystaw, Lubaczów, Łaszczów, Narol, Oleszyce, Pruchnik, Przemyśl, Przeworsk, Radymno, Rejowiec Fabryczny, Sieniawa, Szczepleszyn, Tarnogród, Tomaszów Lubelski, Tyszowce, Włodawa, Zamość, Zwierzyniec.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 199 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Gminy:

Adamów (powiat zamojski), Adamówka, Aleksandrów (powiat biłgorajski), Bełżec, Białobrzegi (powiat łancucki), Białopole, Biłgoraj, Bircza, Biszczka, Błazowa, Chełm, Chłopice, Chrzanów (powiat janowski), Cieszanów, Cyców, Dołhobyczów, Dorohusk, Dubiecko, Dubienka, Dynów, Dzwola, Frampol, Fredropol, Gać, Goraj, Gorzków, Grabowiec, Grodzisko Dolne, Hańsk, Horodło, Horyniec-Zdrój, Hrubieszów, Hyżne, Izbica, Jarczów, Jarosław, Jawornik Polski, Józefów (powiat biłgorajski), Kamień (powiat chełmski), Kańczuga, Komarów-Osada, Krasieczyn, Krasnobród, Krasnystaw, Kraśniczyn, Krynice, Krzywczka, Księżpol, Kuryłówka, Laszki, Leśniowice, Leżajsk, Lubaczów, Lubycza Królewska, Łabunie, Łaszczów, Łopiennik Górny, Łukowa, Medyka, Miączyn, Mircze, Narol, Nielisz, Nozdrzec, Obsza, Oleszyce, Orły, Pawłosiów, Potok Górny, Pruchnik, Rokietnica (powiat jarosławski), Rożwienica, Ruda-Huta, Rudnik (powiat krasnostawski), Sawin, Siedliszcze, Sieniawa, Siennica Różana, Sitno, Skierbieszów, Sosnowica, Stary Brus, Stary Dzików, Stary Zamość, Stubno, Sułów, Susiec, Szczepieszyń, Tarnawatka, Tarnogród, Telatyn, Terespol, Tomaszów Lubelski, Trawniki, Tryńcza, Trzeszczany, Turobin, Tyrawa Wołoska, Tyszowce, Uchanie, Ulhówek, Urszulin, Ustrzyki Dolne, Werbkowice, Wiązownica, Wielkie Oczy, Wierzbica (powiat chełmski), Włodawa, Wojsławice, Wola Uhruska, Wryki, Wysokie, Zakrzew (powiat lubelski), Zamość, Zarzecze, Zwierzyniec, Żmudź, Żółkiewka, Żurawica.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 200 / 201
zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4	Data obowiązywania od: 1 października 2013r.

Załącznik nr 6
Karta aktualizacji nr

1. Data wejścia w życie aktualizacji:

.....

2. Przyczyna aktualizacji:

.....

.....

.....

3. Numery punktów IRiESD podlegających aktualizacji:

.....

.....

.....

4. Nowe brzmienie zaktualizowanych punktów IRiESD:

Nr punktu	Aktualna treść
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	

Podpisy osób

zatwierdzających

aktualizację IRiESD

.....

.....

.....