

**ZAKŁADY URZĄDZEŃ CHEMICZNYCH I
ARMATURY PRZEMYSŁOWEJ „CHEMAR”
SPÓŁKA AKCYJNA**

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**PREZES/ZARZĄDU
DYREKTOR GENERALNY**

Mirosław Marcinkowski

Tekst obowiązujący od dnia: 1.02.2014

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 1/136
zatwierdzono:	Uchwała Zarządu ZUCHiAP „Chemar” S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

*Niniejsza Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
została przyjęta przez Zarząd ZUCH I AP „CHEMAR S.A.*

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej		Strona 2/136
zatwierdzono: PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY		Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku
Miroslaw Marcinkowski		

SPIS TREŚCI**Część ogólna**

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 CHEMAR S.A.	12
I.4.	Ogólne standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego	14
II.	Przylączanie oraz planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.	15
II.1.	Zasady przylączania.....	15
II.2.	Zasady wzajemnego połączenia sieci dystrybucyjnych różnych operatorów systemów dystrybucyjnych	18
II.3.	Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej.....	20
II.4.	Wymagania techniczne dla urządzeń, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów systemów pomiarowo-rozliczeniowych	21
II.5.	Dane przekazywane do CHEMAR S.A. przez podmioty przylłączone i przylłączane do sieci dystrybucyjnej	37
III.	Eksplatacja urządzeń, instalacji i sieci	38
III.1.	Przepisy ogólne.....	38
III.2.	Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji.....	39
III.3.	Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji.....	40
III.4.	Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych.....	40
III.5.	Dokumentacja techniczna i prawna.....	40
III.6.	Rezerwa urządzeń i części zapasowych	42
III.7.	Wymiana informacji eksploatacyjnych.....	42
III.8.	Ochrona środowiska naturalnego	43
III.9.	Ochrona przeciwpożarowa	43
III.10.	Planowanie prac eksploatacyjnych	43
III.11.	Warunki bezpiecznego wykonywania prac	44
IV.	Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	44
IV.1.	Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie ...	44
IV.2.	Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej.....	46

IV.3.	Wprowadzanie przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.....	46
V.	Współpraca CHEMAR S.A. z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu	50
VI.	Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej	52
VI.1.	Obowiązki CHEMAR S.A.....	52
VI.2.	Obowiązki służb dyspozytorskich sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.	52
VI.3.	Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną	54
VI.4.	Układ normalny pracy sieci dystrybucyjnej.....	54
VI.5.	Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	54
VI.6.	Dane przekazywane przez podmioty do CHEMAR S.A.	55
VII.	Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej Dystrybucja S.A.....	55
VIII.	Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	56
VIII.1.	Parametry jakościowe energii elektrycznej	56
VIII.2.	Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej	58
VIII.3.	Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej	59
VIII.4.	Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu.....	64

Część bilanowanie systemu dystrybucji i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

1. Postanowienia wstępne.....	67
1.1 Zasady stosowania instrukcji	67
1.2 Uwarunkowania formalno-prawne	68
1.3 Zakres przedmiotowy i podmiotowy.....	70
1.4 Ogólne zasady funkcjonowania rynku bilansującego	70
1.5 Warunki uczestnictwa w procesie bilansowania	72
1.6 Zasady konfiguracji podmiotowej i obiektowej rynku detailed oraz nadawania kodów identyfikacyjnych.....	74
2. Procedura powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej.....	76
2.1 Ogólne zasady	76
2.2 Weryfikacja powiadomień	77
3. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych	78
3.1 Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych i Pomiarowo - rozliczeniowych.....	78
3.2 Wyznaczanie i przekazywanie danych pomiarowych w przypadku, gdy zuchiap „Chemar” S.A. nie jest bezpośrednim uczestnikiem rynku bilansującego, a proces bilansowania odbywa się za pośrednictwem OSD nadrzędnego.....	80
4. Zasady ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe.....	81
4.1 Wymagania ogólne.....	81
5. Zasady wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych profili zużycia	84
5.1 Zasady ogólne	84
6. Procedury zmiany sprzedawcy	86
6.1 Wymagania ogólne.....	86
6.2 Procedura zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę zuchiap chemar s.a (pierwsza zmiana sprzedawcy).....	87
6.3 Procedura zmiany sprzedawcy przez odbiorcę (kolejna zmiana sprzedawcy).....	88
6.4 Zasady udzielania informacji i obsługi . odbiorców	88

7. Zarządzanie ograniczeniami systemowymi.....	90
7.1 Główne zasady i pojęcia.....	90
8. Postępowanie reklamacyjne.....	92
8.1 Zasady postępowania.....	92
Słownik pojęć i definicji	94
I Oznaczenia skrótów	95
II. Pojęcia i definicje.....	99

Załączniki:

Załącznik nr 1	Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez CHEMAR S.A.....	Str. 112
Załącznik nr 2	Karta aktualizacji.....	Str 133
Załącznik nr 3	Formularz zgłoszenia zmiany sprzedawcy.....	Str 134

I. KORZYSTANIE Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**I.1. POSTANOWIENIA OGÓLNE**

I.1.1. ZUCH I AP CHEMAR Spółka Akcyjna (zwana dalej CHEMAR S.A.) jako operator systemu dystrybucyjnego wprowadza niniejszą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESDn), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.1.2. CHEMAR S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego nie posiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) 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 CHEMAR S.A.”), zgodnie z niniejszą IRiESDn.

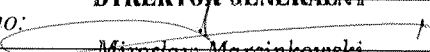
I.1.3. Niniejsza IRiESDn uwzględnia w szczególności wymagania:

- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2012 r. poz. 1069 z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej IRiESDn,
- b) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (Dz. U. z 1998 r., nr 21 poz. 94 z późniejszymi zmianami),
- c) Decyzji z dnia 15 września 2011 roku znak DPE-1711-4173(5)/2011/9902/UA Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczającej Spółkę CHEMAR S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze określonym w koncesji,
- d) Koncesji CHEMAR S.A. na dystrybucję energii elektrycznej –Decyzja Prezesa URE Nr-PEE/181/9902/W/1/2/99/AS z dnia 6 października 1999r ze zmianą Nr-DEE/181-ZTO/9902/W/OŁO/2008/TB z dnia 10 grudnia 2008r,
- e) określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego (zwanego dalej OSP) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP), oraz określone w opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego nadrzędnego(zwanego dalej OSDp) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
- f) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2013 r. poz. 1409 z późniejszymi zmianami).

I.1.4. Dokumentami związanymi z IRiESDn są także przyjęte do stosowania przez CHEMAR S.A. instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, Program Zgodności.

I.1.5. Niniejsza IRiESDn określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych CHEMAR 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 CHEMAR S.A. w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączania sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY	Strona 7/136
zatwierdzono:  Mirosław Marcinkowski	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

- 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 IRiESDn dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii kablowych za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny CHEMAR S.A. niezależnie od praw własności tych urządzeń.

I.1.7. Postanowienia IRiESDn obowiązują następujące podmioty:

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

Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP i IRiESDp :

- 1) operatorzy systemów dystrybucyjnych,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- 3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,
- 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 8/136
zatwierdzono: PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY <i>Mirosław Marcinkowski</i>	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

- I.1.8. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za:
- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i OSDp w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
 - 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
 - 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
 - 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
 - 5) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
 - 6) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i OSDp w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
 - 7) 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,
 - 8) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorowi OSDp, z którym system CHEMAR S.A. jest bezpośrednio połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
 - a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez: a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi w zakresie przypisanym, 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 i OSDp,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 9/136
zatwierdzono: PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY	Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

Miroslaw Marcinkowski

- c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w IRiESDn,
- 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 IRiESDn,
- 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;
- 9) współpracę z operatorem systemu przesyłowego i OSDp przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- 10) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- 11) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
- 12) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i OSDp przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV.
- 13) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i OSDp w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.

I.1.9. CHEMAR S.A. nie ponosi odpowiedzialność za skutki działań lub skutki zaniechania działań innych operatorów systemów elektroenergetycznych.

I.1.10. IRiESDn przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:

- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.,
- 2) rozwiązanie z CHEMAR S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 10/136
zatwierdzono:  DYREKTOR GENERALNY Mirosław Marcinkowski	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

- I.1.11. Chemar S.A. udostępnia do wglądu IRiESDn w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych.
- I.1.12. IRiESDn jak również wszelkie zmiany IRiESDn podlegają zatwierdzeniu, w drodze uchwały Zarządu CHEMAR S.A.
- I.1.13. IRiESDn oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną w uchwale Zarządu CHEMAR S.A., w uchwale Zarządu CHEMAR S.A. zatwierdzającej IRiESDn lub jej zmiany.
- I.1.14. Data wejścia w życie IRiESDn lub jej zmian jest wpisywana na jej stronie tytułowej lub na stronie tytułowej Karty aktualizacji.
- I.1.15. W zależności od potrzeb, CHEMAR S.A. przeprowadza aktualizację IRiESDn. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.1.16. Zmiana IRiESDn przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej IRiESDn albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESDn.
- I.1.17. Każda zmiana IRiESDn jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- I.1.18. Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- a) przyczynę aktualizacji IRiESDn,
 - b) zakres aktualizacji IRiESDn,
 - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESDn lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESDn, a zapisami Karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w Karcie aktualizacji. Karty aktualizacji stanowią Załączniki do IRiESDn.
- I.1.19. Proces wprowadzania zmian IRiESDn jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) CHEMAR S.A. opracowuje projekt nowej IRiESDn albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - b) wraz z projektem nowej IRiESDn albo projektem Karty aktualizacji, CHEMAR S.A. publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESDn, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.1.20. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESDn albo projektu Karty aktualizacji.
- I.1.21. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje CHEMAR S.A.
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - b) w opracowywanej nowej wersji IRiESDn 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 Zarządowi CHEMAR S.A. do zatwierdzenia IRiESDn albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji.

- I.1.22. IRiESDn lub Kartę aktualizacji przedłożoną do zatwierdzenia przez Zarząd CHEMAR S.A. oraz Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia, CHEMAR S.A. publikuje na swojej stronie internetowej.

Zatwierdzoną przez Zarząd CHEMAR S.A. IRiESDn lub Kartę aktualizacji wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESDn, CHEMAR S.A. publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

- I.1.23. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci CHEMAR S.A. lub korzystający z usług świadczonych przez CHEMAR S.A., są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w niniejszej IRiESDn zatwierdzonej przez Zarząd CHEMAR S.A. i ogłoszonej na stronie internetowej Chemar S.A.. IRiESDn stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

I.2. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- I.2.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej.
- I.2.2. CHEMAR S.A. na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów i IRiESDn, 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 wraz z aktami wykonawczymi, IRiESDn oraz taryfy CHEMAR S.A. zatwierdzonej przez Prezesa URE.

I.3. CHARAKTERYSTYKA, ZAKRES ORAZ WARUNKI FORMALNO-PRAWNE USŁUG DYSTRYBUCJI ŚWIADCZONYCH PRZEZ CHEMAR 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. CHEMAR S.A. świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 12/136
zatwierdzono:  PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY Mirosław Marcinkowski	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

- 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,
 - c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w zwyczajowo przyjętej formie,
 - d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
 - e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za rozliczanie niezbilansowania 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.
- 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. CHEMAR S.A. ustala oraz udostępnia wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia.
- I.3.5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci innych operatorów elektroenergetycznych oraz urządzeń odbiorców określone są w dalszej części instrukcji.
- I.3.6. Przepisy związane z przyłączeniem stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu oraz ponownego przyłączenia odłączonego podmiotu.
- I.3.7. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.
- I.3.8. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia.

I.4. OGÓLNE STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

- I.4.1. CHEMAR S.A. świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- I.4.2. W celu realizacji powyższego obowiązku Chemar S.A. opracowuje i udostępnia wzory wniosków i standardy umów o świadczenie usług dystrybucji. z uwzględnieniem zapisów punktu V.8. niniejszej instrukcji.
- I.4.3. W ramach standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, CHEMAR 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,
 - 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 CHEMAR 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 CHEMAR S.A.,
 - g) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin,
 - h) na wniosek odbiorcy, odpłatnie w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów.

II. PRZYŁĄCZANIE ORAZ PLANOWANIE ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CHEMAR S.A.

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

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

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

- 1) pozyskanie przez podmiot od CHEMAR S.A. wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 2) złożenie przez podmiot u CHEMAR S.A. wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez CHEMAR S.A.,
- 3) CHEMAR S.A. dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
- 4) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, CHEMAR 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,
- 5) CHEMAR S.A. potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy Prawo energetyczne, określając w szczególności datę złożenia wniosku .
Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez CHEMAR S.A. dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy Prawo energetyczne. Potwierdzenie pisemne CHEMAR S.A. przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia lub doręcza osobiście,
- 6) wydanie przez CHEMAR S.A. warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie,
- 7) zawarcie umowy o przyłączenie,
- 8) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia,
- 9) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. Chemar S.A. zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci,
- 10) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- 11) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV, wpłacenie zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci , na rachunek bankowy wskazany przez CHEMAR S.A. we wzorze wniosku o określenie

warunków przyłączenia. Zaliczke wnosi się w ciągu czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,

- 12) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, CHEMAR S.A. niezwłocznie zwraca zaliczkę,

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

- 13) wymagania w zakresie:
- zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - 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 przyłączonego podmiotu,
- 15) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych.
- II.1.7. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa CHEMAR S.A. w warunkach przyłączenia.
- II.1.8. CHEMAR S.A. wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.
- II.1.9. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie.
- II.1.10. Wraz z określonymi przez CHEMAR S.A. warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.11. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez CHEMAR S.A. realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.12. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. powinna zawierać co najmniej:
- strony zawierające umowę,
 - przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - termin realizacji przyłączenia,
 - wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
 - miejsce rozgraniczenia własności sieci CHEMAR S.A. i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - warunki udostępnienia CHEMAR S.A. nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - przewidywany termin zawarcia umowy na podstawie której nastąpi dostarczanie energii,

- 10) planowane ilości energii elektrycznej pobieranej z sieci,
 - 11) moc przyłączeniową,
 - 12) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z CHEMAR 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.1.13. CHEMAR 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.
- II.1.14. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.13, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.15. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.2. i II.4. oraz załączniki do niniejszej IRIESDn.
- II.1.16. Podmioty zaliczone do III, IV 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.8, podlegającą uzgodnieniu z CHEMAR S.A. przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.17. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej CHEMAR 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.1.18. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A., wskazane przez CHEMAR S.A. podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują CHEMAR S.A. dane określone w Art. 16 ust. 3a ustawy Prawo energetyczne.
- 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,
- 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.2.3), 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 20/136
zatwierdzono: PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY	Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

Mirosław Marcinkowski

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 CHEMAR S.A. określone w niniejszym rozdziale obowiązują CHEMAR S.A. oraz podmioty odłączane.
- II.3.1.2. CHEMAR S.A. może odłączyć podmioty od sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. w przypadku łącznego spełnienia niżej wymienionych warunków:
- złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - przyczynę odłączenia,
 - proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. CHEMAR S.A. ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A., uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez CHEMAR S.A. o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu CHEMAR S.A. informuje podmiot o zasadach ponownego przyłączenia do sieci o których mowa w pkt. II.3.1.6.
- II.3.1.5. CHEMAR S.A. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. uzgadnia z CHEMAR 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. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej Chemar 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. CHEMAR S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w pkt.II.1.13, CHEMAR S.A. stwierdzi, że:
- instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej.
- II.3.2.2. CHEMAR S.A. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej 30dni po upływie terminu płatności,
- II.3.2.3. CHEMAR 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. CHEMAR S.A. bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt.II.3.2.1 a) oraz pkt.II.3.2.3., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- II.3.2.5. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w pkt.II.3.2.1b), może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.

II. 4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH**II.4.1. Wymagania ogólne**

- II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych CHEMAR S.A. urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

- II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w 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. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej CHEMAR 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 IRiESDn.
- II.4.1.4. Jeżeli w dacie wejścia w życie niniejszej IRiESDn urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone do sieci nie spełniają wymagań technicznych, o których mowa w niniejszej IRiESDn, wówczas wymagania techniczne stawiane tym urządzeniom, instalacjom lub sieciom, muszą zostać spełnione po przeprowadzonej modernizacji.
- II.4.1.5. Dostosowanie urządzeń do wymagań technicznych, o którym mowa w punkcie II.4.1.4. należy zrealizować do dnia 31.12.2015 r,

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 CHEMAR S.A.
- II.4.2.2. CHEMAR S.A. określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN, .

II.4.3. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.4.3.1. Wymagania ogólne

II.4.3.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych, czynnych i modernizowanych, w tym obiektów podmiotów przyłączanych i przyłączonych.

II.4.3.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez CHEMAR S.A. Układy i urządzenia EAZ powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez CHEMAR 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.4.3.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

II.4.3.1.4. 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.4.3.1.5. CHEMAR S.A. określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.3.1.6. CHEMAR S.A. dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

II.4.3.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

II.4.3.1.8. 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 odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk groźących zbędnymi zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.

II.4.3.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.

II.4.3.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami

wyłaczającymi). Jeżeli w IRIESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.

- II.4.3.1.11. 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.4.3.1.12. 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.4.3.2. Wymagania dla transformatorów

- II.4.3.2.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:

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

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

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

Dla transformatorów pracujących z uziemionym punktem neutralnym strony 110kV 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.4.3.2.2. 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.4.3.3. Wymagania dla sieci SN

II.4.3.3.1. Wymagania ogólne

- II.4.3.3.1.1. Jeśli w IRIESDn nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko w przypadku zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.
- II.4.3.3.1.2. 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.4.3.4. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych

- II.4.3.4.1. 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.4.3.5. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

- II.4.3.5.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:
 - 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,
 - 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
 - 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
 - 4) zabezpieczenia nadnapięciowe.
- II.4.3.5.2. Każde wyłącznie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.4.3.6. Wymagania dla łączników szyn

- II.4.3.6.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:
- 1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
 - 2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciove działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie ma być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),

II.4.3.7. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

- II.4.3.7.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:
- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
 - 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN,

II.4.3.8. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

- II.4.3.8.1. CHEMAR S.A. prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESDn oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

- II.4.3.8.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego CHEMAR S.A., a tym samym utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z CHEMAR 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.4.3.8.3. CHEMAR 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.4.3.8.4. 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.4.3.8.5. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.4. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.4.4.1. Wymagania ogólne

II.4.4.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESDn 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 IRiESDn będą chcieli skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy,
- c) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESDn będą chcieli skorzystać z prawa rozdzielania umów kompleksowych i świadczenia usług na podstawie dwóch odrębnych umów sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

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

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub rozdzielania umów kompleksowych dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie *szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* oraz w niniejszej IRiESDn.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością CHEMAR S.A., powinien spełniać powyższe wymagania przed dniem złożenia wniosku, o którym mowa w pkt. 6.2.3. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością CHEMAR S.A. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy lub dzień rozdzielania umowy kompleksowej, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych, o których mowa w pkt. 5.1. niniejszej IRiESDn, dla których CHEMAR S.A. może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem 5.

II.4.4.1.2. 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.

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 CHEMAR S.A. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokółów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami, przepisami. Powyższe

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej		Strona 28/136
PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY		
zatwierdzono:	 Mirosław Marcinkowski	Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

II.4.4.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.4.4.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- a) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
- b) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzanie przez CHEMAR S.A. ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

II.4.4.1.5. CHEMAR S.A. wraz z OSP i OSDp uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR z uwzględnieniem postanowień IRiESP i IRiESDP, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

II.4.4.1.6. OSD uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.4.1.7. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:

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

- 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 przyłączeniowej podmiotu.

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), b) oraz c).

II.4.4.1.8. 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.4.4.1.9. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

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

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

II.4.4.1.10. 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

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej		Strona 30/136
PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY		
zatwierdzono:		Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

Mirosław Marcinkowski

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

- II.4.4.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa CHEMAR S.A. w warunkach przyłączenia, umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- II.4.4.1.12. 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.4.4.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.4.4.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych budowanych 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 IRiESDn.
- II.4.4.1.15. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do 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.4.4.1.16. Zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.8., następuje na wniosek odbiorcy lub CHEMAR S.A. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.4.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, CHEMAR S.A. może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym zgodnie z wymaganiami określonymi w niniejszej IRiESDn.

- II.4.4.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub CHEMAR S.A. (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.4.4.1.19. 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.4.4.1.20. 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 CHEMAR S.A.
- II.4.4.1.21. CHEMAR S.A. przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14. dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż CHEMAR S.A., to podmiot ten ma obowiązek przekazać CHEMAR S.A. zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.4.1.22. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.4.4.1.23. CHEMAR S.A. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.4.1.24. Jeżeli CHEMAR S.A. nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSDn zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60. dnia, 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.4.4.1.25.
- II.4.4.1.25. W ciągu 30. dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. CHEMAR S.A. umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.4.1.26. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.4.1.25. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.4.1.27. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESDn.
- II.4.4.1.28. 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.4.4.1.22. i II.4.4.1.26., a CHEMAR 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.4.4.1.29 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.4.4.1.30. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, CHEMAR S.A. wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.4.4.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii A

- II.4.4.2.1. 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 CHEMAR S.A.
- II.4.4.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR CHEMAR S.A.
- II.4.4.2.3. 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 CHEMAR S.A.
- II.4.4.2.4. 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.4.4.2.1.,

- b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w pkt. II.4.4.2.2.

II.4.4.2.5. Układy pomiarowe kategorii A1, A2 i A3 powinny:

posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy utrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,

- a) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
- b) umożliwiać odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.4.2.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1, A2 i A3 powinny zapewniać współpracę z LSPR CHEMAR S.A., w tym bieżący odczyt danych pomiarowych – za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

II.4.4.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

II.4.4.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B

II.4.4.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z oddzielnych przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
- 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 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 pomiarowe powinny zapewniać transmisję danych do LSPR CHEMAR S.A. co najmniej raz na dobę,
- h) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego (podstawowego) wymagana jest

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	PREZES ZARZĄDU	Strona 34/136
zatwierdzono: 	DYREKTOR GENERALNY	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku
	Mirosław Marcinkowski	

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

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układ 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,
- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR CHEMAR 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.4.4.3.3. 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 i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 35/136
zatwierdzono:  DYREKTOR GENERALNY Mirosław Marcinkowski	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR CHEMAR 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.4.4.3.4. 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,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR CHEMAR 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.4.4.3.5. 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 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 CHEMAR 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.4.4.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C

II.4.4.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej;
- b) CHEMAR 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,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR CHEMAR S.A.,
 - pomiaru mocy i energii biernej.

II.4.4.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii 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 i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR CHEMAR 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.4.5. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

- II.4.5.1. CHEMAR S.A. odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.
- II.4.5.2. 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 CHEMAR S.A. również z podmiotami zakwalifikowanymi do pozostałych grup przyłączeniowych.
- II.4.5.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.4.5.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań, uwzględniając w szczególności postanowienia IRiESP i IRiESDp.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 37/136	
zatwierdzono:  PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY	Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku	

Mirosław Marcinkowski

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

II.5.1. Zakres danych

II.5.1.1. Dane przekazywane do CHEMAR S.A. przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez CHEMAR 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. Odbiorcy wskazani przez CHEMAR S.A., odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują CHEMAR 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.

II.5.2.2. 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.5.2.3. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

II.5.2.4. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z CHEMAR S.A.

III. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

III.1. PRZEPISY OGÓLNE

- III.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej CHEMAR 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:
- niezawodności współdziałania z siecią,
 - bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
 - 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 CHEMAR S.A. obejmują zagrożenia związane z:
- przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
 - przewodzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
 - przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - dokonywaniem uzgodnień z OSP i OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - przewodzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- III.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji przy zachowaniu należytej staranności poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.
- III.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz CHEMAR S.A. uzgodnienie innych niż określone w IRiESDn standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- III.1.5. CHEMAR S.A. prowadzi eksploatację własnych urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESDn 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. IRiESDn standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

- III.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CHEMAR 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 należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.
- III.1.7. CHEMAR 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.1.8. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa CHEMAR S.A. w dokumencie „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez CHEMAR S.A. stanowiące Załącznik Nr 1 do IRiESDn.

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

- III.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- III.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez CHEMAR S.A. przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.
- III.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt. III.2.2. są uzgadniane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, CHEMAR S.A i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- III.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z CHEMAR S.A jeżeli właścicielem nie jest CHEMAR S.A) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESDn.

CHEMAR 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej		Strona 40/136
zatwierdzono: PREZES ZARZĄDU DYREKTOR GENERALNY		Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku
Miroslaw Marcinkowski		

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

- III.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- III.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń przyłączonych do sieci OSDn do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z OSDn.

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 CHEMAR S.A. reguluje umowa.
- III.4.3. CHEMAR S.A. dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSDp w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z IRiESDp.
- III.4.4. CHEMAR 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.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 aktualizację 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 remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
- e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- g) dziennik operacyjny,
- h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
- i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- j) karty przełączeń,
- k) ewidencję założonych uziemień,
- l) programy łączeniowe,
- m) wykaz personelu ruchowego.

III.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, sieci, 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, sieci w tym sieci zasilająco-rozdzielczych
- 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,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 42/136
zatwierdzono:  DYREKTOR GENERALNY	Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

Mirosław Marcinkowski

- 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. CHEMAR 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 CHEMAR 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.
- Odbiorcy mogą uzyskać od CHEMAR S.A. informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej CHEMAR 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 CHEMAR 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 spory rozstrzyga odpowiednio OSDp i OSDn.
- III.7.6. CHEMAR S.A. sporządza i aktualizuje schematy własnej sieci dystrybucyjnej.

III.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

- III.8.1. CHEMAR 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. CHEMAR 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.

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. CHEMAR 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. CHEMAR S.A. opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących szczególności:
- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
 - b) remonty.
- III.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych CHEMAR 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 CHEMAR S.A. uzgadniają z CHEMAR 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 CHEMAR S.A., są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. ustalonego w pkt.VI.5.
- III.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. przekazują do CHEMAR S.A. zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.VI.5.

III.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- III.11.1. CHEMAR 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.

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

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

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

- 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 odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń OSDp bezpośrednio lub za pośrednictwem OSDn.
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 OSDn podejmują, zgodnie z IRiESDp oraz w przypadkach uzasadnionych z IRiESDn, 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 oraz OSDn 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. CHEMAR S.A. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną CHEMAR S.A.
- IV.2.2. CHEMAR S.A. dotrzymuje parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

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, OSDp i OSDn podejmują we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.
- CHEMAR S.A. na polecenie OSDp podejmuje w szczególności następujące działania:
- wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania CHEMAR S.A.
 - przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania CHEMAR S.A.
- IV.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- tryb normalny, określony w pkt IV.3.2,
 - tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt IV.3.3,
 - tryb awaryjny, określony w pkt IV.3.4,
 - tryb automatyczny, określony w pkt IV.3.5,
 - tryb ograniczenia poziomu napięcia, określony w pkt IV.3.6.
- IV.3.1.4. OSDp i odpowiednio OSDn nie ponoszą odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt IV.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt IV.3.3, IV.3.4, IV.3.5 i 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:

- 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 pkt IV.C.10.3. 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 przy udziale OSDn 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 CHEMAR S.A., w terminie do 30 maja, wstępnego planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania CHEMAR S.A.,
- b) uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przygotowanego przez CHEMAR S.A. z OSDp,
- c) powiadomienie odbiorców, w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób przyjęty zwyczajowo przez CHEMAR S.A., o uzgodnionym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie 4 tygodni od przekazania do CHEMAR S.A. przez OSDp uzgodnionego pomiędzy OSP a OSDp tego planu.

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, OSDn przyłączeni do sieci OSDp są zobowiązani do powiadomienia o tym OSDp, w formie pisemnej w terminie 4 dni od zaistniałej zmiany.

IV.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

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

IV.3.2.9. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w środkach masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne. W

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 49/136
zatwierdzono:  DYREKTOR GENERALNY Mirosław Marcinkowski	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, CHEMAR S.A. powiadamia odbiorców CHEMAR 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 CHEMAR S.A. .

- IV.3.2.10. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenie dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.
- IV.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- a) poleczone stopnie zasilania,
 - b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IV.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

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

IV.3.4. Tryb awaryjny

- IV.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IV.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSDp, wyłączeń odbiorców w porozumieniu z OSDn, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSDp jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie służby dyspozytorskie OSP - ODM.
- IV.3.4.3. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym odbywają się wyłącznie za zgodą OSP za pośrednictwem OSDp, a następnie OSDn.

IV.3.5. Tryb ograniczenia poziomu napięć

- IV.3.5.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

- IV.3.5.2. 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 zaczeów transformatora 110 kV/SN, lub
 - b) obniżenie o 5% zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.
- IV.3.5.3. 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.3.5.4. CHEMAR S.A. po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- a) poziom napięcia,
 - b) pozycje przełączników zaczeów transformatorów 110 kV/SN,
 - c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

**V. WSPÓŁPRACA CHEMAR S.A.
Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI
POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI
A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU**

- V.1. CHEMAR 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 odbiorcami i wytwórcami.
- V.2. Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), realizuje określone w prawie energetycznym, IRiESP oraz IRiESDp 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.3. Zasady i zakres współpracy OSDp. z operatorem systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn), są określone w instrukcjach : IRiESDn, IRiESDp IRiESP oraz w instrukcjach współpracy i w stosownych umowach zawartych pomiędzy OSDp i OSDn.
- V.4. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w rozdziałach II, III, IV i VI.

- V.5.** Współpraca CHEMAR S.A. z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESDn-Bilansowanie systemu dystrybucyjnego.
- V.6.** Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.7.** Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich OSDn ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy.
- V.8.** Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. o napięciu SN, n.n. a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez CHEMAR S.A., opracowują i uzgadniają z CHEMAR S.A. instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESDn.
- V.9.** Przedmiotem instrukcji współpracy, służb dyspozytorskich CHEMAR S.A. ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych w tym OSDp jest w zależności od potrzeb:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
 - organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.VI.1.,
 - określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej sieciowej,
 - wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - zakres i tryb obiegu informacji,
 - określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- V.10.** Instrukcja współpracy, służb dyspozytorskich CHEMAR S.A. z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. zawiera co najmniej:
- podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
 - eksploatacyjne granice stron,
 - zakres i tryb obiegu informacji,
 - określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej i sieci rozdzielczych podmiotów przyłączonych do OSDn
 - wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez CHEMAR S.A.

V.11. CHEMAR S.A. umożliwia realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do jego sieci poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- a) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi CHEMAR S.A. zawarła umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- b) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorce umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VI.1. OBOWIĄZKI CHEMAR S.A.

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

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A., w tym opracowuje: układy normalne pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
- b) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeniom dostaw energii elektrycznej,
- c) usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych, samodzielnie oraz we współpracy z OSDp
- d) prowadzi działania sterownicze,
- e) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji,
- f) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- g) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z zapisami punktu IV.3,
- h) przekazuje do operatora systemu dystrybucyjnego OSDp zebrane i otrzymane dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy systemów dystrybucyjnych zgodnie ze stosownymi zapisami IRiESDp i IRiESP,
- i) identyfikuje ograniczenia sieciowe w sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.

VI.2. OBOWIĄZKI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CHEMAR S.A.

VI.2.1. CHEMAR S.A. realizuje zadania wymienione w pkt.VI.1., poprzez służby dyspozytorskie sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.

VI.2.2. Służby dyspozytorskie sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego w stacji 110kV GPZ-2 w CHEMAR S.A..

Służby dyspozytorskie sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. za której ruch odpowiadają, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji, operatywnie kierują lub wykonują:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Uchwała Zarządu DYREKTOR GENERALNY	Strona 53/136
zatwierdzono:  Mirosław Marcinkowski	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi w sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.
- d) czynnościami łączeniowymi w sieciach zasilających inne podmioty bezpośrednio przyłączone do sieci OSDn
- e) czynnościami łączeniowymi urządzeń wytwórczych związanych z siecią dystrybucyjną OSDn

VI.2.3. Służby dyspozytorskie CHEMAR S.A., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:

- a) monitorowaniu pracy urządzeń,
- b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym że w sieci 110 kV po uzgodnieniu z OSDp, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów i instrukcji współpracy i postanowień niniejszej instrukcji IRiESDn,
- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

VI.2.4. Służby dyspozytorskie sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiadają, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji sprawują nadzór nad:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.,
- b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.,
- c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległy personel dyżurny wg podziału kompetencji oraz na zasadach określonych w punktach VI 2.2 i VI 2.3. niniejszej instrukcji,

VI.2.5. Służby dyspozytorskie CHEMAR S.A. sprawują operacyjny nadzór nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego CHEMAR S.A. oraz sieciami zasilającymi inne podmioty bezpośrednio przyłączone do sieci OSDn, polegający w szczególności na:

- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
- b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
- c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.

VI.2.6. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. od VI.2.2 do VI.2.5. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. CHEMAR S.A. ustala okres ich przechowywania.

VI.3. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- VI.3.1. CHEMAR S.A. sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej.
- VI.3.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt.VI.3.1., są przekazywane do operatora systemu OSDp. Sposób przekazywania danych ustalany jest w trybie roboczym z OSDp.
- VI.3.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez CHEMAR S.A. uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym(odbiorców końcowych).
- VI.3.4. Zasady ,zakres i sposób przekazywania danych w zakresie prognozowania zapotrzebowania na moc i energię elektryczną przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSDn określa CHEMAR S.A.

VI.4. UKŁAD NORMALNY PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.4.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. jest prowadzony wg układu normalnego pracy sieci, na podstawie opracowanych instrukcji eksploatacyjno-ruchowych.
- VI.4.2. 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,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - harmonogram pracy transformatorów,

VI.5. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- VI.5.1. CHEMAR S.A. opracowuje stosownie do potrzeb eksploatacyjnych roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A.
- VI.5.2. Użytkownicy systemu zgłaszają do CHEMAR S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 5 dni przed planowaną datą wyłączenia.
- VI.5.3. Użytkownicy systemu zgłaszający do CHEMAR S.A. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 55/136
zaprojektował: PRZEDS. ZARZĄDU zawierający: DYREKTOR GENERALNY <i>Mirosław Marcinkowski</i>	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

- c) gotowość do załączenia rozumiana jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
- d) typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
- e) opis wykonywanych prac,
- f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.

VI.5.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do CHEMAR S.A. wyłączenie elementu sieci o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. CHEMAR S.A. ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.

Harmonogramy te dostarczane są do CHEMAR S.A. w terminie 5 dni dla sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. przed planowanym wyłączeniem. CHEMAR S.A. i użytkownicy systemu współpracują ze sobą w celu dotrzymywania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.

VI.5.5. CHEMAR S.A. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej CHEMAR S.A. w terminie do 3 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem pkt.VI.5.6.

VI.5.6. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

VI.6 DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO CHEMAR S.A.

Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej Chemar S.A. sporządzają oraz przesyłają dane w zakresie i terminach określonych w pkt. II.5.

VII. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ CHEMAR S.A.

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

- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwale,
- b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
- c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,

VII.2. Każda stacja i rozdzielnia wysokiego i średniego napięcia winna być wyposażona w baterię akumulatorów zapewniającą zasilanie potrzeb własnych.

VII.3. Wymagany, minimalny czas zasilania potrzeb własnych z baterii akumulatorów dla powyższych stacji elektroenergetycznych ustala CHEMAR S.A.

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

VIII.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

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

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

VIII.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\tan \varphi$ 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:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>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 8% dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV.

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

VIII.2.5.1. Do okresów przerw w dostawie, o których mowa w pkt VIII.2.4. i VIII.2.5. nie zalicza się czasu wyłączeń awaryjnych wywołanych przez urządzenia elektroenergetyczne Odbiorcy i czasu przerw w przyłączach kablowych o napięciu powyżej 1 kV

VIII.2.6. CHEMAR 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:

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji PRZEDSIĘBIORSTWO DYREKTOR GENERALNY	Strona 59/136
zatwierdzono:  Mirosław Marcinkowski	Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu ich trwania i liczby odbiorców u których zanotowano te przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców, u których wystąpiły te przerwy w zasilaniu w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców, u których zanotowano te przerwy 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_{it} 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.

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:

- a) 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,
- b) 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,
- c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy
- d) 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:

- a) Klasy A podano w Tablicy 1,
- b) Klasy B podano w Tablicy 2,
- c) Klasy C podano w Tablicy 3,
- d) 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 harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 \frac{8}{n}$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

* λ – współczynnik mocy obwodu

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, w przeliczeniu na Wat [mA/W]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,4
11	0,35	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	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	$\leq 0,6$
23	0,9
25	0,8
27	$\leq 0,6$
29	0,7
31	0,7
≥ 33	$\leq 0,6$

VIII.4. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.4.1. CHEMAR S.A. obsługuje użytkowników systemu na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich stron.

VIII.4.2. Ustalono są 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 telefonicznych (fax) lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie 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,
 - 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 .
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,

- 9) na 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 IRiESDn.

VIII.4.3. Na żądanie odbiorcy OSDn dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do niej oraz w niniejszej instrukcji - pkt. II.4.4.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

CZĘŚĆ:

BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

**PREZES ZARZĄDU
DYREKTOR GENERALNY**

Mirosław Marcinkowski

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 67/136
zatwierdzono:	Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

1. POSTANOWIENIA WSTĘPNE

1.1 ZASADY STOSOWANIA INSTRUKCJI

- 1.1.1 Niniejsza instrukcja została opracowana przy założeniu, iż CHEMAR S.A. jako Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, zwany dalej OSDn nie jest bezpośrednim uczestnikiem rynku bilansującego.
- 1.1.2 Proces bilansowania odbywa się w sposób pośredni, za pośrednictwem OSD nadrzędnego tj. przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego status Operatora Systemu Dystrybucyjnego, do sieci którego przyłączona jest CHEMAR S.A. W dniu wejścia w życie niniejszej instrukcji, OSD nadrzędnym jest, PGE DYSTRYBUCJA S.A. Oddział SKARŻYSKO KAMIENNA. URD z obszaru CHEMAR S.A. widziani są, przez OSD nadrzędnego jako zbiór wirtualnych URB, przy czym liczebność tego zbioru jest iloczynem jego sprzedawców i liczby POB działających w obszarze CHEMAR S.A.
- 1.1.3 Informacja o aktualnym statusie na rynku bilansującym CHEMAR S.A. znajduje się na stronie internetowej www.chemar.com.pl
- 1.1.4 CHEMAR S.A. jako Operator Pomiarów.
- 1.1.4.1 CHEMAR S.A. działając, jako Operator Systemu Dystrybucyjnego spełnia Funkcję Operatora Pomiarów dla swojego obszaru działania.
- 1.1.4.2 Dane pomiarowe dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym przekazywane są do właściwego OSD, zgodnie z IRiESD-Bilansowanie tego OSD oraz sprzedawcom i POB zgodnie z punktem 3.2.7.
- 1.1.4.3 Stan opisany w punkcie 1.1.4.2. jest uregulowany umową z:
- Właściwym OSD,
 - OSP, dla zachowania zgodności z art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. b) ustawy - Prawo energetyczne.
- 1.1.4.4 Umowa, o której mowa w punkcie 1.1.4.3.a) określać powinna co najmniej:
- zasady agregowania i przekazywania danych pomiarowych,
 - zasady i tryb wymiany informacji, w tym informacji umożliwiających dokonanie przez OSDn weryfikacji sprzedawców i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie.

1.2. UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE

- 1.2.1 Uwarunkowania formalno-prawne części szczegółowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej -bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESDn-Bilansowanie) wynikają z następujących dokumentów:
- a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 2012, poz. 1059 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi
 - b) Koncesji CHEMAR S.A. na dystrybucję energii elektrycznej –Decyzja Prezesa URE Nr-PEE/181/9902/W/1/2/99/AS z dnia 6 października 1999r ze zmianą Nr-DEE/181-ZTO/9902/W/OŁO/2008/TB z dnia 10 grudnia 2008r,
 - c) decyzji Prezesa URE Nr DPE-4711-173(5)/2011/9902/UA z dnia 15 września 2011 roku o wyznaczeniu ZUCHiAP „CHEMAR” S.A. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego,
 - d) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP),
 - e) Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej OSD nadrzędnego, o którym mowa w punkcie 1.1.2 (IRiESD).
- 1.2.2 IRiESDn-Bilansowanie uwzględnia postanowienia IRiESP opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), umożliwiając podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej uczestnictwo w rynku bilansującym. IRiESDn-Bilansowanie uwzględnia także postanowienia IRiESD-Bilansowanie opracowanej przez OSD nadrzędnego.
- 1.2.3 Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i posiadające podpisane umowy o świadczenie usług przesyłania (umowy przesyłowe) z Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP) oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji (umowy dystrybucyjne) z właściwym do miejsca przyłączenia Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (OSD), są objęte obszarem rozszerzonym Rynku Bilansującego i uczestniczą w Rynku Bilansującym (RB) na zasadach i warunkach określonych w IRiESP, opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego, stając się Uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB).
- 1.2.4 IRiESDn-Bilansowanie, jak również wszelkie zmiany tej części IRiESDn podlegają zatwierdzeniu przez Zarząd Chemar S.A.,
- 1.2.5 IRiESDn-Bilansowanie oraz wszelkie jej zmiany wchodzi w życie z datą określoną przez Zarząd Chemar S.A. w uchwale Zarządu CHEMAR S.A. zatwierdzającej odpowiednio IRiESDn-Bilansowanie lub zmiany tej części IRiESDn.
- 1.2.6 Data wejścia w życie IRiESD-Bilansowanie jest wpisywana na jej stronie tytułowej.
- 1.2.7 Zmiana IRiESDn-Bilansowanie przeprowadzana jest poprzez wydanie nowej

IRiESDn-Bilansowanie albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązującej IRiESDn-Bilansowanie.

- 1.2.8 Każda zmiana IRiESDn-Bilansowanie jest poprzedzona procesem konsultacji z użytkownikami systemu.
- 1.2.9 Karta aktualizacji zawiera w szczególności:
- a) przyczynę aktualizacji IRiESDn-Bilansowanie,
 - b) zakres aktualizacji IRiESDn-Bilansowanie,
 - c) nowe brzmienie zmienianych zapisów IRiESDn-Bilansowanie lub tekst uzupełniający dotychczasowe zapisy.
- 1.2.10 Proces wprowadzania zmian IRiESDn-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) Operator Systemu Dystrybucyjnego opracowuje projekt nowej IRiESDn-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
 - b) wraz z projektem nowej IRiESDn-Bilansowanie albo projektem Karty aktualizacji OSDn publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESDn-Bilansowanie, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- 1.2.11 Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESDn-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- 1.2.12 Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSDn:
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag, opracowuje nową wersję IRiESDn-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,
 - b) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia,
 - c) przedkłada Zarządowi CHEMAR S.A. do zatwierdzenia IRiESDn-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem z procesu konsultacji,
 - d) publikuje na swojej stronie internetowej przedłożoną do zatwierdzenia Zarządowi CHEMAR S.A. IRiESDn-Bilansowanie albo Kartę aktualizacji wraz z Raportem procesu konsultacji.
- 1.2.13 IRiESDn-Bilansowanie lub Kartę aktualizacji zatwierdzoną przez Zarząd CHEMAR S.A. Operator Systemu Dystrybucyjnego publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie wprowadzanych zmian IRiESDn-Bilansowanie oraz udostępnia ją do publicznego wglądu w swojej siedzibie.
- 1.2.14 IRiESDn jest regulaminem w rozumieniu art. 384 §1 Kodeksu cywilnego.

1.3. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY

- 1.3.1 IRiESDn-Bilansowanie określa zasady, procedury i uwarunkowania bilansowania systemu oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej i realizowanych w sieci dystrybucyjnej przez OSDn, a w szczególności:
- podmioty i warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego,
 - zasady kodyfikacji podmiotów,
 - procedury powiadamiania o umowach sprzedaży energii elektrycznej i weryfikacji powiadomień oraz wymiany informacji w tym zakresie,
 - wymagania dla układów pomiarowo rozliczeniowych,
 - zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania danych pomiarowych,
 - procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorców,
 - procedury ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
 - postępowanie reklamacyjne,
 - zasady wyznaczania i przydzielania standardowych profili zużycia.
- 1.3.2 Obszar objęty bilansowaniem określonym w IRiESDn-Bilansowanie obejmuje sieć Dystrybucyjną danego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, z wyłączeniem miejsc dostarczania podmiotów, których urządzenia i sieci są objęte obszarem Rynku Bilansującego. Miejsca dostarczania tych podmiotów wyznaczają granice rynku bilansującego w sieci dystrybucyjnej.
- 1.3.3 Procedury bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi systemu dystrybucyjnego określone w IRiESDn-Bilansowanie obowiązują:
- Operatorów Systemów Dystrybucyjnych,
 - odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - uczestników rynku bilansującego (URB) pełniących funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) na obszarze OSD,
 - sprzedawców,
 - Operatorów Handlowych i Handlowo-Technicznych reprezentujących podmioty wymienione w punktach a) do d) w przypadku, gdy ich działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej OSDn.

1.4. OGÓLNE ZASADY FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

- 1.4.1 Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego wynikają z zapisów IRiESP Bilansowanie. Podmiotem odpowiedzialnym za funkcjonowanie rynku bilansującego jest PSE-Operator S.A. który na mocy ustawy Prawo energetyczne oraz posiadanej koncesji realizuje zadania OSP.
- 1.4.2 Operator Systemu Dystrybucyjnego w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizuje dostawy energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii, przy uwzględnieniu możliwości technicznych systemu dystrybucyjnego oraz przy zachowaniu jego bezpieczeństwa.

- 1.4.3 Operator Systemu Dystrybucyjnego uczestniczy w administrowaniu Rynkiem Bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych (JG), na które składają się Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) z obszaru zarządzanej przez niego sieci.
- 1.4.4 Uczestnik Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na rynku bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej, funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- 1.4.5 POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w umowie o świadczenie usług dystrybucji z OSDn.
- 1.4.6 Zmiana POB odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESDn-Bilansowanie w punkcie nr 4. Zmiana POB odbywa się na zasadach określonych w niniejszej IRiESDn-Bilansowanie, o ile nie są one odmienne od zasad przyjętych przez OSD nadrzędnego. Wówczas stosowane są odpowiednio postanowienia IRiESD-Bilansowanie tego OSD.
- 1.4.7 Podstawą dokonania zmiany, o której mowa w punkcie 1.4.6, jest wprowadzenie odpowiednich zapisów we wszystkich wymaganych umowach pomiędzy OSDn, sprzedawcą, wytwórcą, dotychczasowym POB i POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe a także, jeżeli jest to niezbędne z OSD nadrzędnym zgodnie z zasadami opisanymi w punkcie nr-4.
- 1.4.8 Informacja o sprzedawcach, o którym mowa w art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. b ustawy - Prawo energetyczne (zwanych dalej „sprzedawcami rezerwowymi”) działających na terenie OSDn, jest zamieszczona na stronie internetowej OSDn pod adresem www.chemar.com.pl

1.5. WARUNKI UCZESTNICTWA W PROCESIE BILANSOWANIA

- 1.5.1 Operator Systemu Dystrybucyjnego zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej fizyczną realizację umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSDn w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań realizacyjnych ustalonych w IRiESDn i umowach dystrybucji, jeśli to niezbędne także w IRiESD-Bilansowanie opracowanej przez OSD nadrzędnego.
- 1.5.2 Wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy oraz przedsiębiorstwa obrotu mogą zlecić wykonywanie swoich obowiązków wynikających z IRiESD-Bilansowanie innym podmiotom. Podmioty te działają w imieniu i na rzecz wytwórcy, odbiorcy, sprzedawcy lub przedsiębiorstwa obrotu muszą posiadać zawartą z OSDn umowę o świadczenie usług dystrybucji.
- 1.5.3 Warunki i wymagania formalno-prawne.
- 1.5.3.1 OSDn, realizuje zawarte przez URD umowy sprzedaży energii, po:
- uzyskaniu przez URD odpowiednich koncesji - jeżeli jest taki wymóg prawny,
 - zawarcia przez URD odpowiedniej umowy o świadczenie usług dystrybucji,
 - zawarcia przez URD typu odbiorca (URDo), umowy z wybranym sprzedawcą, posiadającym zawartą umowę generalną o świadczenie usług dystrybucji z OSDn, a także z OSD nadrzędnym.
 - zawarcia przez URD typu wytwórca (URDw), umowy z wybranym POB, posiadającym zawartą umowę generalną o świadczenie usług dystrybucji z OSDn, a także z OSD nadrzędnym.
- 1.5.3.2 Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy URD a OSDn, spełnia wymagania określone w art. 5 ust. 2 pkt 2 i ust. 2a) pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne oraz powinna zawierać, co najmniej następujące elementy:
- zobowiązanie stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESDn-Bilansowanie,
 - wskazanie POB oraz zasad jego zmiany - w przypadku URD typu wytwórca,
 - algorytm wyznaczania rzeczywistej ilości energii czynnej i biernej dla każdego Punktu Poboru Energii (PPE) i każdego punktu dostarczania energii (PDE),
 - oznaczenie wybranego przez odbiorcę sprzedawcy (posiadającego zawartą umowę dystrybucji z OSDn oraz umowę z OSD nadrzędnym), z którym ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej oraz zasady zmiany tego sprzedawcy,
 - Umowa powinna również zawierać zobowiązanie stron do stosowania IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego, w zakresie nieuregulowanym niniejszą IRiESDn
 - Stopnia skompensowania energii biernej dla każdej ze stref czasowych pobieranej energii oddzielnie dla każdego punktu poboru energii (PPE)

1.5.3.3 POB jest zobowiązany do zawarcia umowy dystrybucyjnej z OSD nadrzędnym oraz dopełnienia procedur i warunków zawartych w IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego. Zawartość umowy dystrybucyjnej z OSD nadrzędnym powinna wynikać z IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego. POB zobowiązany jest dodatkowo zawrzeć z OSDn umowę świadczenia usług dystrybucji zawierających, co najmniej następujące elementy:

- a) nazwę i dane adresowe podmiotu,
- b) oświadczenie o zawarciu umowy świadczenia usług dystrybucji z OSD nadrzędnym, umożliwiającej działalność na rynku detalicznym,
- c) kod identyfikacyjny podmiotu na Rynku Bilansującym,
- d) dane o posiadanych przez podmiot koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny,
- e) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz ich dane adresowe,
- f) wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- g) wykaz sprzedawców i wytwórców, dla których POB świadczy usługi bilansowania handlowego,
- h) oświadczenie o akceptacji danych pomiarowych dostarczonych przez OSDn tak, jakby były dostarczone przez OSD nadrzędnego.

1.5.3.4 Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD na obszarze działania OSDn zobowiązany do posiadania generalnej umowy dystrybucyjnej z OSD nadrzędnym, oraz dopełnienia procedur i warunków zawartych w IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego. Zawartość generalnej umowy dystrybucyjnej z OSD nadrzędnym powinna wynikać z IRiESD-Bilansowanie OSD nadrzędnego. Sprzedawca zobowiązany jest dodatkowo zawrzeć z OSDn umowę o świadczenie usług dystrybucji, zawierającej, co najmniej następujące elementy:

- a) terminy i procedury powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży,
- b) zasady obejmowania nią kolejnych URD i zobowiązania stron w tym zakresie,
- c) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z OSD nadrzędnym oraz zasady zmiany tego podmiotu,
- d) wykaz URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą,
- e) zasady i terminy przekazywania informacji dotyczących rozwiązywania umów, w tym umów sprzedaży zawartych przez sprzedawcę z odbiorcami,
- f) zasady wchodzenia w życie i rozwiązywania umów sprzedaży zawieranych przez odbiorców z kolejnym sprzedawcą,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z OSDn oraz ich dane adresowe,
- h) zasady wstrzymywania przez OSDn dostarczania energii do URD, w przypadkach określonych w przepisach ustawy - Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy,
- i) zakres i zasady udostępniania danych dotyczących URD, które są konieczne dla ich właściwej obsługi,
- j) algorytmy wyznaczania rzeczywistych ilości energii w Punktach Dostarczania Energii (PDE) i w Punktach Poboru Energii (PPE) oraz w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD),
- k) zobowiązanie stron umowy do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESDn-Bilansowanie oraz IRiESD-Bilansowanie opracowanej przez OSD nadrzędnego,
- l) zasady rozwiązania umowy, w tym w przypadku zaprzestania działalności przez POB tego sprzedawcy,
- m) oświadczenie o akceptacji danych pomiarowych dostarczonych przez OSDn tak, jakby były dostarczone przez OSD nadrzędnego.

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

1.6.1 OSD bierze udział w administrowaniu konfiguracją rynku bilansującego na zasadach określonych w IRiESP oraz administruje konfiguracją Rynku Detalicznego.

1.6.2 W ramach obowiązków związanych z administrowaniem konfiguracją rynku bilansującego i detalicznego w obszarze sieci dystrybucyjnej, OSDn we współdziałaniu z OSD nadrzędnym realizuje następujące zadania:

- a) przyporządkowywanie do POB określonych MB służących do reprezentowania na rynku bilansującym ilości dostarczanej energii elektrycznej na podstawie danych konfiguracyjnych przekazanych przez OSP oraz umów przesyłowych i dystrybucji,
- b) przyporządkowywanie sprzedawców oraz URD typu wytwórcy do poszczególnych MB, przydzielonych POB, jako podmiotowi prowadzącemu bilansowanie handlowe na RB, na podstawie umów dystrybucji i generalnych umów dystrybucji,
- c) przyporządkowywanie URD do poszczególnych MDD przydzielonych sprzedawcom realizującym umowy sprzedaży energii w sieci dystrybucyjnej na podstawie generalnych umów dystrybucji,
- d) udział w procedurze zmiany POB przez sprzedawcę lub URD typu wytwórcy,
- e) przekazywanie do OSP danych konfiguracyjnych niezbędnych do monitorowania poprawności konfiguracji rynku hurtowego,
- f) rozpatrywanie reklamacji POB dotyczących danych konfiguracyjnych i wprowadzanie niezbędnych korekt.

1.6.3 OSDn nadaje kody identyfikacyjne podmiotom, których urządzenia są przyłączone do 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.

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

- a) URD typu wytwórcy - AAAA_KodOSD_W_XXXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)... (oznaczenie kodowe OSD)... W ... (numer podmiotu)...
- b) URD typu odbiorcy - AAAA_KodOSD_O_XXXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)... (oznaczenie kodowe OSD)... O ... (numer podmiotu)...
- c) Sprzedawca - AAAA_KodOSD_P_XXXXX, gdzie:
...(oznaczenie literowe podmiotu)... (oznaczenie kodowe OSD)... P ... (numer podmiotu)...

- 1.6.5 Oznaczenia kodowe OSDn są zgodne z nadanym przez OSP czteroliterowym oznaczeniem wynikającym z zawartej pomiędzy nadrzędnym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego i Operatorem Systemu Przesyłowego umowy o świadczenie usług przesyłowych.
- 1.6.6 Sprzedawcy nie posiadający jeszcze kodów identyfikacyjnych mogą zwrócić się do dowolnego OSD o nadanie im kodu identyfikacyjnego.
- 1.6.7 Sprzedawca jest zobowiązany do potwierdzenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji (posiadania kodu identyfikacyjnego) przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej, o ile jest to inny operator niż ten, który nadał temu sprzedawcy kod identyfikacyjny.
- 1.6.8 W przypadku sprzedawców zarejestrowanych przez OSP stosowane są nadane temu podmiotowi kody, przy czym jest wymagane potwierdzenie Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego faktu rejestracji przed pierwszym zgłoszeniem do niego umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- 1.6.9 Nadanie kodów identyfikacyjnych oraz potwierdzenie faktu rejestracji sprzedawcy odbywa się poprzez zawarcie umowy dystrybucyjnej lub generalnej umowy dystrybucyjnej pomiędzy podmiotem oraz właściwym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego. Umowy te zawierają również niezbędne elementy, o których mowa w innych rozdziałach.
- 1.6.10 OSDn nadaje kody identyfikacyjne obiektom rynku detalicznego wykorzystywanym w procesie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- 1.6.11 Kody Miejsc Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD) mają następującą postać:
- MDD_AAAA_XX_XXXX_XX (19 znaków), gdzie:
 (rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe POB)_(kod typu URD w MDD)_(numer obiektu MB)_(numer obiektu RD),
- MDD (Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego) – określony przez OSDn punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy sprzedawcą lub POB a URD, gdzie:*
- FMDD – punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.*
- PMDD – punkt, w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie mających możliwości rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.*

1.6.12 Kody *Punktów Dostarczania Energii* (PDE) mają następującą postać:

PDE_AAAA_KodOSD_A_XXXX, gdzie:

(rodzaj obiektu)_(oznaczenie literowe podmiotu)_(kod OSD)_(typ URD)_(numer podmiotu),

PDE (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.

1.6.13 Kody Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) mają następującą postać:

AAAAAA_XX, gdzie:

(kod obiektu energetycznego)-(kod urządzenia energetycznego),

FPP (Fizyczny Punkt Pomiarowy) – punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych, w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej w okresach uśredniania nie większych niż obowiązujące w rozliczeniach na RB.

1.6.14 Kody *Punktów Poboru Energii* (PPE) mają następującą postać:

AA_KodOSD_XXXXXXXXXX_XX, gdzie:

(kod kraju)(kod OSD)(unikalne dopełnienie) (liczba kontrolna)

PPE (Punkt Poboru Energii) – punkt, w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych godzinowych. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana dostawcy. PPE może być zarówno punktem fizycznym, jak i logicznym.

2 PROCEDURA POWIADAMIANIA O ZAWARTYCH UMOWACH SPRZEDAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

2.1. OGÓLNE ZASADY

2.1.1 Powiadomienia OSDn o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej dokonują:

- odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego korzystający z prawa wyboru sprzedawcy (URD_o),
- sprzedawcy mający zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej z URD_o.

2.1.2 Powiadomienia, o których mowa w punkcie 2.1.1 dokonują obie strony umowy zgodnie z procedurą określoną w punkcie 6.2 i 6.3. Powiadomienie to dokonywane jest na formularzu określonym przez OSDn zawierającym co najmniej:

- strony umowy wraz z ich danymi teleadresowymi,
- adres obiektu, którego zgłoszenie dotyczy,
- okres obowiązywania umowy,
- datę rozwiązania dotychczasowej umowy sprzedaży,
- planowane ilości energii objętej umową, w podziale na okresy określone przez OSDn.

2.1.3 Strony umowy sprzedaży energii elektrycznej są zobowiązane do niezwłocznego informowania OSDn o zmianach dokonanych w w/w. umowie, w zakresie danych określonych w punkcie 2.1.2.

2.2. WERYFIKACJA POWIADOMIEŃ

- 2.2.1 Operator Systemu Dystrybucyjnego dokonuje weryfikacji otrzymanych powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, pod względem ich zgodności, w zakresie określonym w punkcie 2.1.2, w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień od wszystkich stron sprzedaży energii elektrycznej. Proces weryfikacji odbywa się z uwzględnieniem statusu sprzedawcy i POB u OSD nadrzędnego.
- 2.2.2 W przypadku pozytywnej weryfikacji powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w punkcie 2.2.1, OSDn przystępuje do konfiguracji Punktów Dostarczania Energii (PDE) z uwzględnieniem Punktów Poboru Energii (PPE) składających się na konfigurowany PDEt.j poszczególnych punktów (PPE) odrębnie dla każdej stacji 6/0,4 kV lub punktów w sieci średniego napięcia (dotyczy grupy taryfowej B23) należących do URD oraz do przypisanego POB sMDD, o którym mowa w 3.1.13.
- 2.2.3 Jeżeli w procesie weryfikacji zaistnieją:
- a) braki formalne w dokonanych powiadomieniach; lub
 - b) niezgodności otrzymanych informacji pomiędzy powiadomieniami wykonanymi przez strony umowy; lub
 - c) brak generalnej umowy dystrybucji zawartej pomiędzy OSDn i OSD a sprzedawcą; lub
 - d) brak umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej pomiędzy OSDn i OSD, a wskazanym przez sprzedawcę POB, lub
 - e) brak powiadomienia od jednej ze stron umowy sprzedaży energii elektrycznej w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania przez OSDn zgłoszenia drugiej strony umowy,
- OSDn informuje w terminie określonym w punkcie 2.2.1 strony umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji, wskazując przyczyny odrzucenia powiadomień i informując o konieczności dokonania skorygowanego powiadomienia.
- 2.2.3 OSDn dokonuje ponownej weryfikacji umowy sprzedaży energii elektrycznej wskazanej w odrzuconych zgłoszeniach, po otrzymaniu skorygowanych zgłoszeń od wszystkich stron umowy sprzedaży energii elektrycznej, w terminie określonym w punkcie 2.2.1.

3 ZASADY WYZNACZANIA, PRZEKAZYWANIA I UDOSTĘPNIANIA DANYCH POMIAROWYCH

3.1. WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

- 3.1.1 OSDn pełni funkcję Operatora Pomiarów i administruje danymi pomiarowymi w obszarze swej sieci dystrybucyjnej. OSDn może zlecić realizację funkcji Operatora Pomiarowego innemu podmiotowi.
- 3.1.2 Administrowanie przez OSDn danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii, dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym oraz Rynku Detalicznym i obejmuje następujące zadania:
- eksploatacja i rozwój Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR), służącego pozyskiwaniu, przetwarzaniu oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi,
 - akwizycja danych pomiarowych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zainstalowanych na obszarze działania OSDn,
 - wyznaczanie ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych fizycznych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej określonych w rozdziale 1.6,
 - agregacja ilości dostarczanej energii elektrycznej w poszczególnych wirtualnych punktach poboru energii z sieci dystrybucyjnej określonych w rozdziale 1.6,
 - udostępnianie OSP, POB, sprzedawcom oraz URD danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych,
 - rozpatrywanie reklamacji, zgłaszanych przez podmioty wymienione w ppkt. e), dotyczących przyporządkowanych im ilości dostarczanej energii elektrycznej i wprowadzanie niezbędnych korekt w wymagających tego przypadkach.
- 3.1.3 OSDn pozyskuje dane pomiarowe i wyznacza rzeczywiste ilości dostaw energii elektrycznej poprzez Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).
- 3.1.4 OSDn wyznacza godzinowe ilości energii rzeczywistej, o której mowa w punkcie 3.1.2c) i punkcie 3.1.2 d), w podziale na rzeczywistą ilość energii pobraną z sieci i oddaną do siecidystrybucyjnej.
- 3.1.5 OSDn wyznacza ilości energii rzeczywistej wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej na podstawie:
- uzyskanych danych pomiarowych z fizycznych punktów pomiarowych lub,
 - danych szacunkowych, wyznaczonych na podstawie danych historycznych oraz w oparciu o zasady określone w niniejszej Instrukcji, w przypadku awarii układu pomiarowego lub systemu transmisji danych lub,
 - danych szacunkowych w przypadku braku układu transmisji danych lub, standardowych profili zużycia (o którym mowa w punkcie nr 5), wartości energii rzeczywistej wyznaczonych w sposób określony w ppkt. a) i b) oraz algorytmów agregacji dla tych punktów poboru z sieci dystrybucyjnej, którym został przyporządkowany standardowy profil zużycia.

- 3.1.6 Do określenia ilości energii elektrycznej wprowadzanej do 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.
- 3.1.7 W przypadku awarii lub wadliwego działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w punkcie 3.1.6 ilość energii elektrycznej wprowadzanej do lub pobieranej z sieci określa się w każdej godzinie doby, na podstawie:
- współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii (o ile jest możliwe ich określenie) lub
 - ilości energii elektrycznej w odpowiedniej godzinie i dniu tygodnia poprzedzającego awarię.
- 3.1.8 W przypadku braku danych pomiarowych, spowodowanych zakłóceniem w procesie zdalnego pozyskiwania danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych, OSDn udostępnia dane pomiarowe obliczone, jako średnia arytmetyczna z ostatnich pięciu maksymalnych pomiarów dla danej godziny, w okresie ostatniego miesiąca.
- 3.1.9 OSDn udostępnia dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe z dokładnością do 1kWh, przy czym:
- dane pomiarowe są rejestrowane i przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z własności urządzeń pomiarowych i systemów informatycznych LSPR,
 - wyniki obliczeń są rejestrowane w LSPR z dokładnością do 1kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń.
- 3.1.10 OSDn wyznacza energię rzeczywistą dla URD będących wytwórcami lub odbiorcami w cyklach miesięcznych i udostępnia dane pomiarowe do piątej doby kolejnego miesiąca za miesiąc poprzedni. W przypadku braku danych stanowiących podstawę do obliczeń, OSDn udostępnia dane pomiarowe niezwłocznie po ich uzyskaniu.
- 3.1.11 POB mają prawo wystąpić do OSDn z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych terminach i na zasadach określonych w punkcie 8 niniejszej IRiESDn-Bilansowanie.
- 3.1.12 URD typu odbiorca mają prawo wystąpić do OSDn z wnioskiem o dokonanie korekty danych pomiarowych w terminach i na zasadach określonych w umowie dystrybucji lub taryfie OSDn.
- 3.1.13 Wprowadza się pojęcie sMDD – Substytucyjnego Miejsca Dostarczania Energii Rynku Detalicznego. sMDD jest to wirtualne miejsce dostarczania energii rynku detalicznego określone dla każdego sprzedawcy i POB funkcjonującego w obszarze sieci dystrybucyjnej OSDn, będące zbiorem wszystkich FPP w sieci OSDn, dla których realizowane są przez danego sprzedawcę lub POB umowy sprzedaży lub bilansowania, poprzez które następuje wymiana energii rynku detalicznego pomiędzy OSDn a OSD nadrzędnym.

3.2 WYZNACZANIE I PRZEKAZYWANIE DANYCH POMIAROWYCH PRZY ZAŁOŻENIU, ŻE ZUCHIAP CHEMAR S.A NIE JEST BEZPOŚREDNIM UCZESTNIKIEM RYNKU BILANSUJĄCEGO, A PROCES BILANSOWANIA ODBYWA SIĘ ZA POŚREDNICTWEM OSD NADRZĘDNEGO.

- 3.2.1 Obszar bilansowania CHEMAR S.A (tożsamy z obszarem sieci dystrybucyjnej OSD) zlokalizowany jest wewnątrz sieci dystrybucyjnej OSD nadrzędnego. URD przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSDn nie są w bezpośredni sposób widziani przez OSD nadrzędnego. OSD nadrzędny postrzega obszar bilansowania OSDn jako zbiór wirtualnych URD (nie przyłączonych do jego sieci), którym w sieci OSD odpowiadają Substytucyjne Miejsca Dostarczania Energii sMDD.
- 3.2.2 OSDn gromadzi i przetwarza dane pomiarowe URD zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej ZUCHIAP „CHEMAR” S.A dokonując ich agregacji do Substytucyjnych Miejsc Dostarczania Energii sMDD.
- 3.2.3 Każda para „Sprzedawca – POB” reprezentowana jest jednym i tylko jednym, przynależnym im Substytucyjnym Miejscem Dostarczania Energii sMDD.
- 3.2.4 sMDD w sieci OSDn posiada taki sam kod identyfikacyjny, jaki został nadany przez OSD nadrzędnego dla URD powiązanego z tym sMDD.
- 3.2.5 Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Substytucyjnych Miejscach Dostarczania Energii sMDD:

ilość energii rzeczywistej w sMDD w godzinie h jest wyznaczana jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie h w poszczególnych PDE wchodzących w skład sMDD

$$ER_{MDDi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{PDE}^h$$

gdzie:

ER_{MDDi}^h - ilość energii rzeczywistej w i-tym sMDD w godzinie h ,

ER_{PDE}^h - ilość energii rzeczywistej w PDE wchodzącym w skład i-tego sMDD w godzinie h .

3.2.6 Algorytm wyznaczania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Detalicznego PDE:

Ilość energii rzeczywistej w PDE w godzinie h jest wyznaczana, jako suma ilości energii rzeczywistych w godzinie h w poszczególnych FPP wchodzących w skład PDE

$$ER_{PDEi}^h = \sum_{j \in i}^n ER_{FPP}^h$$

gdzie:

ER_{PDEi}^h - ilość energii rzeczywistej w i-tym PDE w godzinie h ,

ER_{FPP}^h - ilość energii rzeczywistej w FPP wchodzącym w skład i-tego PDE w godzinie h .

3.2.7 Dane pomiarowe przekazywane są do OSD nadrzędnego oraz, dla celów kontrolnych, do sprzedawców i POB drogą informatyczną, zgodnie z zasadami i w trybie określonym w umowach zawartych pomiędzy OSDn a OSD nadrzędnym, sprzedawcami i podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie (POB).

3.2.8 OSDn przekazuje dane pomiarowe URD, w trybie określonym w umowie dystrybucji.

3.2.9 Dane, o których mowa w punkcie 3.2.6 mogą być określone metodami statystycznymi, przy wykorzystaniu standartowych profili zużycia OSDn, w przypadku odbiorców, o których mowa w art. 9g ust.5a ustawy – Prawo energetyczne.

4 ZASADY USTANAWIANIA I ZMIANY PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE HANDLOWE.

4.1 WYMAGANIA OGÓLNE

4.1.1 Sprzedawca zobowiązany jest wskazać w generalnej umowie dystrybucji zawartej z OSDn podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe (POB) jego i URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, którzy zawarli umowę sprzedaży z tym sprzedawcą. URD typu wytwórca energii jest zobowiązany do wskazania w umowie o świadczenie usług dystrybucji podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe (POB) tego wytwórcy.

4.1.2 Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje zgodnie z zapisami niniejszej IRiESDn-Bilansowanie oraz odpowiednimi zapisami w umowach zawartych pomiędzy:

- a) sprzedawcą lub URD typu wytwórca i:
 - OSDn i OSD
 - POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
 - POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, oraz
- b) OSP i:
 - POB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
 - POB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe,
 - OSDn i OSD oraz
- c) OSDn i POB przekazującym oraz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe.

4.1.3 W przypadku zmiany przez sprzedawcę lub wytwórcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, sprzedawca lub wytwórca, POB przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz POB przejmujący tą odpowiedzialność, są zobowiązani do powiadomienia OSDn o tym fakcie, drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym. OSDn dokonuje weryfikacji zgodności powiadomień i informuje o jej wyniku zainteresowane podmioty drogą elektroniczną lub w formie pisemnej listem poleconym. Przekazywana informacja zawiera również datę, od której następuje zmiana POB, z zastrzeżeniem punktu 4.1.4. Szczegółowe zasady wymiany informacji określone są w umowach zawartych przez te podmioty z OSDn.

4.1.4 Zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe następuje od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na rynku bilansującym następującego po dacie otrzymania przez OSDn powiadomień od sprzedawcy lub wytwórcy oraz POB przekazującego i przejmującego odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty.

4.1.5 Jeżeli podmiot przejmujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe nie posiada nadanych przez OSP MB w sieci dystrybucyjnej OSDn, wówczas zmiana w przyporządkowaniu URD danego sprzedawcy do podmiotu odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe następuje z datą wejścia w życie aneksu do umowy, o której mowa w punkcie 4.1.2.c) (umowa pomiędzy OSP i OSDn), jednak nie wcześniej niż w terminie określonym w punkcie 4.1.4.

4.1.6 W przypadku, gdy POB wskazany przez sprzedawcę lub wytwórcę, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na rynku bilansującym, wówczas odpowiedzialność za bilansowanie handlowe przechodzi ze skutkiem od dnia zaprzestania tej działalności przez dotychczasowego POB na nowego POB wskazanego przez sprzedawcę rezerwowego dla odbiorcy lub przez OSDn w przypadku utraty POB przez wytwórcę. Jednocześnie sprzedaż energii do tych odbiorców przejmuje Sprzedawca rezerwowy. Postanowienia tego punktu stosuje się z zastrzeżeniem

postanowień pkt 4.1.8., w którym jest mowa o planowanym zaprzestaniu funkcjonowania na rynku bilansującym POB.

- 4.1.7 POB ma obowiązek skutecznego poinformowania OSDn, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem, o planowanym zaprzestaniu działalności na rynku bilansującym. OSDn niezwłocznie po uzyskaniu tej informacji powiadamia sprzedawcę, który wskazał tego POB, o braku możliwości realizacji umowy sprzedaży energii przez tego sprzedawcę i bilansowania handlowego jego URD przez POB wskazanego przez tego sprzedawcę. W takim przypadku sprzedawca jest zobowiązany do zmiany POB. Zmiana ta musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na rynku bilansującym przez dotychczasowego POB, z zachowaniem postanowień niniejszego rozdziału. W przeciwnym wypadku następuje wstrzymanie przez OSDn realizacji umów sprzedaży tego sprzedawcy, a sprzedaż energii realizowana jest na podstawie Umowy sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. b ustawy – Prawo energetyczne zawartej przez OSDn w imieniu i na rzecz odbiorcy z podmiotem oznaczonym w umowie o dystrybucji zawartej pomiędzy OSDn a Odbiorcą.
- 4.1.8 POB odpowiedzialny za bilansowanie sprzedawcy jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania OSDn i sprzedawcy lub wytwórcy, który go wskazał, o zaprzestaniu działalności na RB.
- 4.1.9 Zaprzestanie działalności przez sprzedawcę lub wskazanego przez niego POB, skutkuje jednoczesnym wstrzymaniem realizacji umów sprzedaży energii tego sprzedawcy i zaprzestaniem bilansowania handlowego tego sprzedawcy przez POB.
- 4.1.10 Jednocześnie postanowienia punktów 4.1.1-4.1.9 należy zastosować do OSD nadrzędnego a wymagania w tym zakresie winny spełniać zapisy IRiESD OSD nadrzędnego.

5 ZASADY WYZNACZANIA, PRZYDZIELANIA I WERYFIKACJI STANDARDOWYCH PROFILI ZUŻYCIA

5.1 ZASADY OGÓLNE

5.1.1 OSDn określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców kontrolnych objętych pomiarami zmienności obciążenia, wytypowanych przez OSDn z pośród odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1kV oraz mocy umownej nie większej niż 40kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63A, przy zastosowaniu technik statystyki matematycznej. Profile te są określone w Tablicy T.1.

5.1.2 Dla odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, o których mowa w punkcie 5.1.1, OSDn na podstawie danych uzyskanych od odbiorcy dotyczących:

- a) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
- b) parametrów technicznych przyłącza,
- c) grupy taryfowej określonej w umowie o świadczenie usług dystrybucji, przydziela odpowiedni profil i planowaną ilość poboru energii na rok kalendarzowy.

5.1.3 Przydzielony dla odbiorcy profil oraz planowana ilość poboru energii elektrycznej jest przyjmowana w generalnej umowie dystrybucyjnej zawartej przez sprzedawcę tego odbiorcy profilowego z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego.

5.1.4 Sprzedawca, o którym mowa w punkcie 5.1.3, na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucyjnej profili i planowanej ilości poboru energii elektrycznej, dokonuje zgłoszeń umowy zgodnie z zapisami IRiESP.

5.1.5 W przypadku zmiany parametrów, o których mowa w punkcie 5.1.2 odbiorca jest zobowiązany do powiadomienia OSDn. W takim przypadku OSDn dokonuje weryfikacji przydzielonego profilu oraz planowanej ilości poboru energii elektrycznej i dokonuje odpowiednich zmian w generalnej umowie dystrybucyjnej, o której mowa w punkcie 5.1.3.

Tablica T.1. – Wykaz profili obciążeń dla odbiorców profilowych - udział % obciążenia w godzinie doby.

GODZINA DOBY	PROFIL-PC11
1	2,95
2	2,82
3	2,72
4	2,66
5	2,63
6	2,80
7	3,12
8	3,58
9	4,29
10	5,04
11	5,55
12	5,83
13	5,94
14	5,86
15	5,72
16	5,53
17	5,34
18	4,96
19	4,49
20	4,12
21	3,89
22	3,68
23	3,40
24	3,15

Liczby w tabeli oznaczają dla każdej godziny procentowy udział dobowego użycia energii elektrycznej.

W dniu zmiany czasu zimowego na letni pomijana jest wartość dla godziny 3.

W dniu zmiany czasu letniego na zimowy wartość dla godziny 3 wykorzystywana jest dwukrotnie.

Nazwa profilu: PC11 profil dla odbiorcy taryfy C, taryfa jednostrefowa,

6 PROCEDURY ZMIANY SPRZEDAWCY

6.1 WYMAGANIA OGÓLNE

- 6.1.1 Procedury zmiany sprzedawcy zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDn, nie objętych rozszerzonym obszarem Rynku Bilansującego.
- 6.1.2 Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania OSDn jest generalna umowa dystrybucji, zawarta przez sprzedawcę z OSDn. Generalna umowa dystrybucji reguluje kompleksowo stosunki pomiędzy sprzedawcą, a OSDn oraz określa warunki, jakie musi spełniać sprzedawca chcący prowadzić sprzedaż energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z obszaru działania OSDn.
- 6.1.3 Podmioty chcące skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy, muszą spełniać postanowienia punktu II.4.4. niniejszej instrukcji od momentu skorzystania z tego prawa.
- 6.1.4 Przy każdej zmianie przez odbiorcę sprzedawcy, dokonywany jest przez OSDn 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.
- 6.1.5 Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów dotyczących zasad wypowiedzenia, przy czym:
- a) proces pierwszej zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa pełniącego obowiązki sprzedawcy nie powinien być dłuższy niż 21 dni, licząc od momentu otrzymania przez OSDn powiadomień, o których mowa w punkcie 6.2.3.
 - b) proces kolejnych zmian sprzedawcy nie powinien przekroczyć okresu 14 dni, licząc od momentu otrzymania przez OSDn powiadomienia, o których mowa w punkcie 6.3.4.
- 6.1.6 Zmiana sprzedawcy następuje w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego lub w każdy inny dzień określony w umowie sprzedaży energii elektrycznej, w którym dokonany zostanie odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych.
- 6.1.7 OSDn informuje odbiorców na swojej stronie internetowej (pod adresem: www.chemar.com.pl) o sprzedawcach energii elektrycznej, którzy mają zawarte z OSDn generalne umowy dystrybucji.

6.2 PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ DOTYCHCZASOWEGO ODBIORCĘ ZUCHIAP CHEMAR S.A (PIERWSZA ZMIANA SPRZEDAWCY)

- 6.2.1 Odbiorca zawiera z wybranym przez siebie sprzedawcą energii elektrycznej umowę sprzedaży.
- 6.2.2 Odbiorca wypowiada umowę zawartą z CHEMAR S.A lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- 6.2.3 Po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w punkcie 6.2.1, na formularzu określonym przez OSDn (Załącznik Nr 3) oraz zgodnie z zapisami rozdziału nr 2.
Sprzedawca i odbiorca powiadamiają OSDn o zawarciu umowy sprzedaży (zgłoszenie umowy), na zasadach określonych w generalnej umowie dystrybucji. Powiadomienie przez sprzedawcę i odbiorcę winno być dokonane na jednym formularzu w terminie nie krótszym niż 21 dni przed planowanym rozpoczęciem sprzedaży energii elektrycznej zawartym w umowie sprzedaży (wzór dostępny na stronie internetowej www.chemar.com.pl)
- 6.2.4 OSDn w terminie nie przekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień, o których mowa w punkcie 6.2.3, dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału nr 2, proces weryfikacji odbywa się z udziałem OSD nadrzędnego .
- 6.2.5 Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w punkcie 6.2.4, OSDn informuje przedsiębiorstwo pełniące obowiązki sprzedawcy o otrzymanym od odbiorcy powiadomieniu o wypowiedzeniu umowy. W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji, OSDn informuje sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny oraz o przerwaniu procesu wypowiedzenia umowy z dotychczasowym dostawcą energii.
- 6.2.6 W celu realizacji umowy sprzedaży, o której mowa w punkcie 6.2.1, odbiorca zawiera z OSDn umowę o świadczenie usług dystrybucji dla poszczególnych punktów poboru energii (PPE), o których mowa w pkt 2.2.2 lub upoważnia sprzedawcę do zawarcia takiej umowy w jego imieniu i na jego rzecz.
- 6.2.7 Umowa sprzedaży energii zawarta między odbiorcą i sprzedawcą oraz umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta między odbiorcą i OSDn, wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania dotychczasowej umowy odbiorcy z OSDn i po spełnieniu wymagań określonych w pkt. 6.2.1 – 6.2.6.

6.3 PROCEDURA ZMIANY SPRZEDAWCY PRZEZ ODBIORCĘ (KOLEJNA ZMIANA SPRZEDAWCY)

- 6.3.1 Warunkiem koniecznym umożliwiającym kolejną zmianę sprzedawcy przez odbiorcę jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji, zawartej między OSDn a odbiorcą.
- 6.3.2 Odbiorca dokonuje wyboru kolejnego sprzedawcy i zawiera z nim umowę sprzedaży energii elektrycznej. Umowa ta winna zawierać klauzulę, iż wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i jego dotychczasowym sprzedawcą.
- 6.3.3 Odbiorca wypowiada dotychczasową umowę sprzedaży lub upoważnia nowego sprzedawcę do dokonania wypowiedzenia.
- 6.3.4 Odbiorca i nowy sprzedawca powiadamiają OSDn (na zasadach opisanych w punkcie 6.2.3) o fakcie zawarcia ze sobą umowy sprzedaży.
- 6.3.5 Operator Systemu Dystrybucyjnego, w terminie nieprzekraczającym 5 dni roboczych od daty otrzymania powiadomień, o których mowa w punkcie 6.3.4, dokonuje ich weryfikacji, zgodnie z zapisami rozdziału nr 2. Proces weryfikacji odbywa się z udziałem OSD nadzrędnego.
- 6.3.6 Po pozytywnym wyniku weryfikacji, o której mowa w punkcie 6.3.5, OSDn informuje dotychczasowego sprzedawcę o otrzymanym od odbiorcy powiadomieniu o wypowiedzeniu umowy. W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji, OSDn informuje nowego sprzedawcę i odbiorcę o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyny.
- 6.3.7 Umowa sprzedaży zawarta między odbiorcą i nowym sprzedawcą wchodzi w życie z dniem skutecznego rozwiązania umowy sprzedaży zawartej między odbiorcą i dotychczasowym sprzedawcą oraz spełnieniu wymagań określonych w pkt. 6.3.1 – 6.3.6.

6.4 ZASADY UDZIELANIA INFORMACJI I OBSŁUGI ODBIORCÓW

- 6.4.1 OSDn udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnych na temat świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.
- 6.4.2 Informacje ogólne udostępnione są przez OSDn:
- na stronie internetowej OSDn (www.chemar.com.pl),
 - w niniejszej IRIESDn (opublikowanej na stronie internetowej OSDn),
 - w siedzibie OSDn.

- 6.4.3 Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:
- osobiście w siedzibie OSDn,
 - listownie na adres OSDn,
 - poczta elektroniczną,
 - faksem, lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSDn.
- 6.4.4 OSDn informuje odbiorców o warunkach zmiany sprzedawcy, a w szczególności o:
- uwarunkowaniach formalno-prawnych,
 - ogólnych zasadach funkcjonowania rynku bilansującego,
 - procedurach zmiany sprzedawcy,
 - wymaganych umowach,
 - prawach i obowiązkach podmiotów korzystających z prawa wyboru sprzedawcy,
 - procedurach powiadamiania o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz weryfikacji powiadomień,
 - zasadach ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe,
 - warunkach świadczenia usług dystrybucyjnych.
- 6.4.5 Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSDn udziela w terminie do 14 dni od daty wpłynięcia zapytania do OSDn.
- 6.4.6 OSDn informuje odbiorcę, który zawarł umowę sprzedaży ze sprzedawcą, który nie ma zawartej z OSDn generalnej umowy dystrybucji o wystąpieniu tego faktu.
- 6.4.7 Wzór zgłoszenia zmiany sprzedawcy oraz lista sprzedawców mających zawarte generalne umowy dystrybucji z OSDn są publikowane na stronie internetowej OSDn.

7 ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

7.1 GŁÓWNE ZASADY I POJĘCIA

- 7.1.1 Operator Systemu Dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia systemowe ze względu na spełnienie wymagań niezawodności dostaw energii elektrycznej.
- 7.1.2 Ograniczenia systemowe dzielone są na:
- ograniczenia elektrowniane,
 - ograniczenia sieciowe.
- 7.1.3 Ograniczenia elektrowniane obejmują restrykcje w pracy elektrowni spowodowane przez:
- parametry techniczne poszczególnych jednostek wytwórczych,
 - przyczyny technologiczne w elektrowni,
 - działanie siły wyższej,
 - realizację polityki energetycznej państwa.
- 7.1.4 Operator Systemu Dystrybucyjnego identyfikuje ograniczenia sieciowe, jako:
- maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,
 - planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych.
- 7.1.5 Identyfikacja ograniczeń systemowych jest wykonywana przez OSDn na podstawie analiz sieciowych uwzględniających:
- plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej,
 - plan remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
 - wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej.
- 7.1.6 Analizy sieciowe dla potrzeb identyfikacji ograniczeń systemowych w planach koordynacyjnych są realizowane przez OSDn z wykorzystaniem dostępnych programów analitycznych.
- 7.1.7 Ograniczenia systemowe są identyfikowane w cyklach pokrywających się z planami koordynacyjnymi oraz udostępniane w ramach planów koordynacyjnych.
- 7.1.8 Operator Systemu Dystrybucyjnego przy planowaniu pracy sieci uwzględnia ograniczenia występujące w pracy sieci przesyłowej, dystrybucyjnej OSD nadrzędnego oraz zgłoszone przez wytwórców ograniczenia dotyczące jednostek wytwórczych przyłączonych do jego sieci, mając na celu minimalizację skutków tych ograniczeń.
- 7.1.9 W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej na podstawie poleceń telefonicznych OSD nadrzędnego oraz zgodnie z „Wykazem ograniczeń z określeniem dopuszczalnej wartości poboru mocy w stopniach zasilania”, dotrzymanie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej oraz minimalizację skutków ograniczeń w dostawie energii elektrycznej.

- 7.1.10 W przypadku wystąpienia ograniczeń systemowych OSDn podejmuje działania mające na celu ich likwidację lub zmniejszenie skutków ograniczeń występujących w sieci dystrybucyjnej samodzielnie oraz we współpracy z OSD Nadrzędnym.
- 7.1.11 W przypadku przekroczenia zidentyfikowanych ograniczeń systemowych spowodowanych awariami w KSE ,OSDn podejmuje działania szczegółowo uregulowane w Części ogólnej IRiESD rozdział IV „Bezpieczeństwo” funkcjonowania systemu elektroenergetycznego" opracowanego przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego Nadrzędnego.

8 POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

8.1 ZASADY POSTĘPOWANIA

- 8.1.1 Niniejszy rozdział określa procedury postępowania i rozstrzygania reklamacji w zakresie objętym niniejszą IRiESDn-Bilansowanie.
- 8.1.2 Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESDn-Bilansowanie powinny być zgłaszane w formie pisemnej, która stanowić będzie podstawę reklamacji lub skargi.
- 8.1.3 Reklamacje powinny być przesyłane do OSDn, na adres:
ZUCH I AP CHEMAR S.A
ul. K Olszewskiego 6
25-663 Kielce
- 8.1.4 Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSDn powinno zawierać w szczególności:
- dane adresowe podmiotu,
 - datę zaistnienia oraz dokładny opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
 - zgłaszane żądanie,
 - dokumenty uzasadniające żądanie.
- 8.1.5 OSDn rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym. Proces rozstrzygania reklamacji dotyczących rozliczeń na rynku bilansującym odbywa się w porozumieniu z OSD nadrzędnym.
- 8.1.6 Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSDn zgodnie z punktem 8.1.5, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSDn z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji zawierającym:
- zakres nieuwzględnionego przez OSDn żądania,
 - uzasadnienie zgłoszonego żądania,
 - dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany listem poleconym na adres wymieniony w punkcie 8.1.3.
- 8.1.7 OSDn rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nie przekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSDn 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. OSDn przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym. Proces rozstrzygania reklamacji dotyczących rozliczeń na rynku bilansującym odbywa się przy udziale OSD nadrzędnego.

- 8.1.8 Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSDn 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 OSDn i podmiot składający reklamację.
- 8.1.9 Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w punkcie 8.1.8, musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI

**PREZES ZARZĄDU
DYREKTOR GENERALNY**

Mirosław Marcinkowski

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	Strona 95/136
zatwierdzono:	Uchwała Zarządu ZUCHIAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

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
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESDn-Bilansowanie	Część szczegółowa Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej - Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (instrukcja ZUCHIAP „CHEMAR” S.A.)
IRiESDp-Bilansowanie	Część szczegółowa Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej - Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (instrukcja PGE S.A.)
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (całość) PSE- Operator S.A.
IRiESP-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego

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.
FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Podstawowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
rMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
pMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSD_n	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSD_p	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie 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 (t.j. punkty w poszczególnych stacjach 6/0,4 kV lub punkty w sieci średniego napięcia)

P_{It} Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st}, zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: i – rząd harmonicznej

P_{st} Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.

RB Rynek Bilansujący

SCO Samoczynne częstotliwościowe odciążanie

SM **MDD** Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego dla Sprzedawcy Macierzystego.

sMDD Substytucyjne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego.

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:

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

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

URBo	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: • URBS_D – odbiorca sieciowy • URBo_K – 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
URDo	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 % całkowitej bieżącej produkcji.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5% całkowitej bieżącej produkcji.
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność 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 (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych), w którym dokonywany jest rzeczywisty 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 zeterminowana	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.
Główny punkt odbioru Energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.

Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A, e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
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.
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	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Miejsce dostarczania energii 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 OSDn 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 prądzie znamionowym nie większym niż 16 A.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.
Moc osiągalna	Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana: a) przez wytwórcę cieplnego sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin, b) przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin, c) przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego. Dla farmy wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa farmy wiatrowej nie jest osiągalna.

Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut dla każdego z Punktów Poboru Energii (PPE) odrębnie, b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, 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.
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 regulacyjny	Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
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.

Odłączenie 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 lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu Przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).

**Procedura zmiany
sprzedawcy**

Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.

Programy łączeniowe

Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.

**Przedsiębiorstwo
energetyczne**

Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.

Przedsiębiorstwo obrotu

Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.

**Przerwa w dostarczaniu
energii elektrycznej
planowana**

Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

**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.

Przyłłącze

Odcinki lub elementy sieci służące do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.

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 może być proces bilansowania handlowego, dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy,.
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 w CHEMAR S.A. ,są to punkty występujące odrębnie w każdej stacji 6/0,4 kV oraz punkty w sieci średniego napięcia (dotyczy grupy B23).
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	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci
Rynek detaliczny	Segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców końcowych na obszarze działania CHEMAR 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 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.

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 rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
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 niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.

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 współpracują z siecią.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciovowe	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.
Zaprzestanie dostaw energii elektrycznej	Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o 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

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

**Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu
technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń,
instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych
przez CHEMAR S.A.**

**PREZES ZARZĄDU
DYREKTOR GENERALNY**

Mirosław Marcinkowski

<i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej</i>	Strona 113/136
zatwierdzono:	Uchwała Zarządu ZUCHiAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 stycznia 2014 roku

SPIS TREŚCI

1. Wstęp.....	114
2. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.....	114
3. Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.....	116
4. Ocena stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.....	118
5. Oględziny i przeglądy instalacji.....	118
6. Remonty urządzeń, instalacji i elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.....	119
7. Czasookresy oględzin urządzeń elektroenergetycznych.....	119
8. Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonania.....	120

1. WSTĘP

CHEMAR S.A. jako operator systemu dystrybucyjnego (OSDn) wprowadzanastępujące wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów 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 kablowych są przeprowadzane w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.3. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych 110 kV i SN sprawdza się w szczególności:
 - a) stan głowic kablowych,
 - b) stan złączy kablowych SN,
 - c) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
 - d) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
 - e) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
 - f) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
 - g) 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.
- 2.4. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złącz kablowych oraz połączeń z liniami napowietrznymi.
- 2.5. Oględziny stacji elektroenergetycznych przeprowadza się w czasookresach określonych w Rozdziale 6.

- 2.6. 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 teletechniki,
 - 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.

- 2.7. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
 - b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
 - c) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
 - d) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji obiektu,
 - e) stan baterii kondensatorów,
 - f) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
 - g) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepów i układów automatyki łączeniowej,
 - h) stan dróg, przejść i pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
 - i) stan budynków, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
 - j) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
 - k) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
 - l) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
 - m) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
 - n) 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
- 3.2. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w pkt.1.5. oraz w pkt. 1.6.,
 - b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w Rozdziale 7 niniejszej instrukcji
 - c) konserwacje i naprawy.
- 3.3. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:
- a) oględziny w zakresie określonym w pkt.1.8. oraz w pkt.1.9.,
 - b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w w Rozdziale 7 niniejszej instrukcji.

- 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 remontów,
 - 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. Oględziny 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 ro 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. REMONTY URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 6.1. Remonty urządzeń, instalacji i sieci przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.

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 miesiąc.
	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 miesiąc.
8	Stacje elektroenergetyczne SN/nN:	
	1. Wewnętrzne.	1 Nie rzadziej niż raz na miesiąc

Uwaga – nie należy zmieniać nr pozycji; w przypadku nie wymagania przez OSD podawania którejś z pozycji należy przy niej wstawić gwiazdkę () z wyjaśnieniem pod tabelą – pozycja nie wymagana.*

8 .ZAKRES POMIARÓW I PRÓB EKSPLOATACYJNYCH URZĄDZEŃ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH ORAZ TERMINY ICH WYKONANIA

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
1.	1. Linie napowietrzne o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji uziemień przewodów odgromowych oraz ograniczników przepięć	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu linii do eksploatacji	Po wykonaniu naprawy uziemień, nie rzadziej niż raz na 5 lat
		Pomiar rezystancji uziemień ochronnych słupów lub napięć rażenia		
		Próba napięciowa powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
	2. Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV z izolacją polietylenową	Pomiar rezystancji żył roboczych i powrotnych	Zgodna z danymi wytwórcy	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii większa od 1000 MΩ	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	3. Linie kablowe z izolacją papierową o napięciu znamionowym 1 do 30 kV	Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 15 min. Napięcie wyprostowane o wartości równej $3,0 U_0$, gdzie U_0 – napięcie między żyłą a ziemią	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C większa od $50\text{ M}\Omega$	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. $0,75$ wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Dla kabli nowych
	4. Linie kablowe z izolacją polietylenową o napięciu znamionowym 1 do 30 kV	Próba napięciowa powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	
		Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20°C większa od $100\text{ M}\Omega$	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. $0,75$ wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Dla kabli nowych
	5. Linie kablowe z izolacją polwinitową o napięciu znamionowym 6 kV	Próba napięciowa powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. Napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	
		Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20° C większa od $\frac{200}{\sqrt{S}}$ MΩ, gdzie S – przekrój żyły kabla w mm ²	Po wykonaniu naprawy
			Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20° C większa od 40 MΩ	Dla kabli nowych
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	
		Próba napięciowa powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	
	6. Linie kablowe o napięciu niższym niż 1 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20° C nie mniejsza niż: • 75 MΩ w kablu o izolacji gumowej, • 20 MΩ w kablu o izolacji papierowej, • 100 MΩ w kablu o izolacji polietylenowej, • 20 MΩ w kablu o izolacji polwinitowej	Dla kabli nowych
			Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20° C w kablu o izolacji gumowej, papierowej, polietylenowej i polwinitowej nie mniejsza niż 3,0 MΩ	Po wykonaniu naprawy

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
3.	1. Wyłączniki z SF 6 o napięciu 110 kV	1. Kontrola ciśnienia gazu oraz wartości zadziałania czujnika ciśnienia 2. Pomiar czasów własnych i jednoczesności. 3. Kontrola szczelności orurowania SF6 4. Sprawdzenie działania ogrzewania szafy napędu 5. Pozostałe czynności przewidziane w instrukcji fabrycznej producenta.	Zgodnie z instrukcją fabryczną producenta i wynikami prób fabrycznych.	Przed uruchomieniem
		1. Sprawdzenie stanu części metalowych i orurowania SF6 2. Sprawdzenie połączeń elektrycznych 3. Sprawdzenie działania ogrzewania. 4. Sprawdzenie ciśnienia SF6 5. Sprawdzenie wzrokowe stanu izolatorów porcelanowych. 6. Sprawdzenie połączeń śrubowych (tylko podczas pierwszego przeglądu).	Zgodnie z instrukcją fabryczną producenta	Co 2 lata.
		1. Sprawdzenie działania elektrycznych obwodów sterowania. 2. Pomiar czasów własnych i jednoczesności 3. Pomiar rezystancji torów prądowych. 4. Sprawdzenie jakości gazu SF6 5. Ocena zużycia styków. 6. Kontrola działania alarmowego przyrządów do kontroli ciśnienia gazu.	Zgodnie z instrukcją fabryczną producenta.	Zgodnie z czasookresem wymaganym przez producenta.

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	2. Wyłączniki mało-olejowe o napięciu znamionowym 110 kV.	1. Pomiar wytrzymałości dielektrycznej oleju. 2. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej i międzystykowej. 3. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej obwodów niskiego napięcia. 4. Sprawdzenie działania wyzwalaczy wtórnych. 5. Pomiar czasów załączania i wyłączania.	Zgodnie z instrukcją fabryczną producenta.	Przed uruchomieniem.
		1. Pomiar rezystancji torów prądowych. 2. Pomiar wytrzymałości dielektrycznej oleju. 3. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej i międzystykowej. 4. Sprawdzenie i smarowanie elementów napędu.	Zgodnie z instrukcją fabryczną i wynikami prób fabrycznych.	W razie potrzeby nie rzadziej niż co 3 lata

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	3. Wyłączniki powietrzne o napięciu 110 kV.	1. Pomiar wartości ciśnienia znamionowego powietrza oraz wartości ciśnienia działania blokad różnych funkcji wyłącznika. 2. Pomiar czasów załączania, wyłączania, czasów cykli ZW i WZW. 3. Pomiar czasu dopełnienia ubytku powietrza po cyklu WZ. 4. Pomiar rezystancji toru prądowego. 5. Pomiar spadku ciśnienia (nieszczelności) w obydwu położeniach wyłącznika Z i W.	Zgodnie z instrukcją fabryczną i wynikami prób fabrycznych.	Przed uruchomieniem.
		Jak przed uruchomieniem oraz pozostałe czynności wymienione w instrukcji fabrycznej producenta.		Według wymagań określonych w instrukcji fabrycznej producenta.
	4. Wyłączniki małoolejowe średniego napięcia (SN).	1. Napełnienie wyłącznika zbadanym olejem oraz zbadanie oleju po napełnieniu. 2. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej i międzystykowej.	Zgodnie z instrukcją fabryczną i wynikami prób fabrycznych.	Przed uruchomieniem.
		1. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej i międzystykowej. 2. Pomiar wytrzymałości dielektrycznej oleju 3. Pomiar rezystancji torów prądowych. 4. Sprawdzenie i smarowanie elementów napędu.	Zgodnie z instrukcją fabryczną i wynikami prób fabrycznych	Według potrzeb lecz nie rzadziej niż raz na 3 lat

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
5.	Wyłączniki próżniowe średniego napięcia (SN)	UWAGA ogólna: wyłączniki firm zachodnich wymagają bardzo ograniczonych zabiegów eksploatacyjnych, pod warunkiem nie wykonania 10000 – 30000 łączy (liczba łączy zależy od typu wyłącznika i producenta).	Zgodnie z instrukcjami fabrycznymi producenta	Zgodnie z instrukcjami fabrycznymi producenta i w razie potrzeb.
		Pomiar rezystancji torów prądowych.	Zgodnie z wynikami prób fabrycznych.	Co 3 lat.
4.	Połączenia prądowe w rozdzielniach 110 kV	Zaleca się badanie stanu połączeń prądowych metodą termowizyjną	Obciążenie prądowe badanych połączeń nie powinno być mniejsze od 30 % obciążenia znamionowego, temperatura badanego połączenia nie powinna być wyższa o więcej niż 10° C od temperatury przyłączonego przewodu lub szyny.	Nie rzadziej niż co rok
5.	Przekładniki napięciowe i prądowe olejowe o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych	Nie mniej niż 70 % wartości wymaganej przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji	Nie rzadziej niż co 3 lat chyba, że instrukcja fabryczna przewiduje inaczej
		Badania oleju w przekładnikach olejowych niehermetyzowanych, wyposażonych we wskaźniki poziomu oleju, wykonane w razie uzyskania negatywnych wyników pomiaru rezystancji izolacji	Olej przekładnika o napięciu znamionowym 110kV lub niższym powinien spełniać wymagania jak dla transformatorów o mocy do 100 MVA	
6.	Ograniczniki przepięć w stacjach o napięciu	Pomiar rezystancji przejścia do sprawdzonego układu uziomowego	Rezystancja przejścia nie większa niż 0,1 Ω	Nie rzadziej niż co 10 lat chyba, że instrukcja

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	110 kV	Sprawdzenie liczników zadziałań ograniczników przepięć, których zadziałania są rejestrowane i analizowane	Licznik powinien zadziałać przy impulsie prądowym z kondensatora	fabryczna przewiduje inaczej
7.	1. Transformatory suche.	Pomiar rezystancji izolacji R_{60}	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora – dla transformatorów nowych i po remoncie lub $R_{60} \geq 35 \text{ M}\Omega$ przy 30°C – dla transformatorów w eksploatacji	Przed uruchomieniem transformatora, po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy, nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej eksploatacji
		Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora – dla transformatorów nowych i po remoncie oraz w eksploatacji	
	2. Transformatory olejowe o mocy 0,02 – 1,6 MVA, transformatory uziemiające oraz dławiki do kompensacji ziemnozwarciowej	Pomiar rezystancji izolacji R_{60} oraz wskaźników R_{60}/R_{15} .	Rezystancja izolacji $R_{60} \geq 35 \text{ M}\Omega$ przy temperaturze 30°C . Wskaźnik R_{60}/R_{15} nie mniejszy niż 1,15.	Przed uruchomieniem transformatora, po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy. W czasie eksploatacji nie rzadziej niż co 5 lat.
		Badanie oleju w razie uzyskania negatywnych wyników pomiarów rezystancji izolacji lub innych negatywnych objawów technicznych transformatora.	Zgodnie z obowiązującymi wymogami – rezystywność nie niższa niż $1 \times 10^9 \Omega\text{m}$ przy temperaturze 50°C ; - napięcie przebicia nie niższe niż 35 kV przy temperaturze otoczenia	

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	4. Transformatory olejowe o mocy większej od 1,6 MVA i mniejszej lub równej 100 MVA oraz napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.	Pomiar rezystancji izolacji oraz wskaźników R_{60}/R_{15} .	Rezystancja izolacji przy temperaturze 30°C w układzie doziemnym uzwojeń: o napięciu znamionowym do 40 kV – nie mniejsza niż 75 MΩ, a o napięciu znamionowym wyższym niż 50 kV – nie mniejsza niż 100 MΩ. Rezystancja izolacji w układzie między uzwojeniami powinna być 5-krotnie wyższa niż w układzie doziemnym. Wskaźnik R_{60}/R_{15} nie mniejszy niż 1,2 w układzie doziemnym i 1,4 w układzie pomiędzy uzwojeniami.	Po pierwszym roku eksploatacji, a następnie nie rzadziej niż co 3 lat
		Pomiar rezystancji uzwojeń.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu transformatora do eksploatacji.	
		Pomiar przekładni.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu transformatora do eksploatacji.	
		Badanie oleju w zakresie:		
		1. klarowności,	klarowny,	
		2. zawartości stałych ciał obcych,	nie zawiera stałych ciał obcych,	
		3. napięcia przebicia,	nie mniejsze niż 40 kV przy temperaturze 20°C,	
		4. rezystywności,	nie niższa niż $2 \times 10^9 \Omega m$ przy temperaturze 50°C,	
		Rewizja, wymiana oleju i badanie podobciążeniowego przełącznika zaczepów.	Zgodnie z instrukcją serwisową	Co 3 lat lub po 15000 przełączeń

8.	Baterie akumulatorów i prostowniki do zasilania baterii	1. Pomiar pojemności baterii 2. Pomiar napięć ogniw 3. Sprawdzenie połączeń wewnętrzzbaterijnych (mostków) 4. Pomiar gęstości elektrolitu 5. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej baterii 6. Sprawdzenie współpracy baterii z prostownikiem 7. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej obwodów głównych i pomocniczych prostownika	Nie niższa niż 80 % pojemności znamionowej Napięcie ogniwa nie powinno się różnić od wartości średniej napięć więcej niż 0,03 V Rezystancja łącznika nie powinna być większa od wartości średniej rezystancji łączników o więcej niż 30 % Zgodna z wymaganiami wytwórcy baterii Nie mniejsza niż 0,5 kΩ/V i nie mniej niż 10 kΩ dla całej baterii Napięcie pracy buforowej zgodne z wymaganiami wytwórcy baterii Rezystancja nie mniejsza niż 1 kΩ/V napięcia znamionowego prądu stałego i nie niższa niż 500kΩ	Co rok
9.	Baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej	Pomiar pojemności kondensatorów oraz kontrola równomiernego rozkładu pojemności na poszczególne fazy	Różnica pojemności kondensatora w stosunku do wartości znamionowej podawanej przez wytwórcę nie przekracza : - 3 % dla kondensatorów o napięciu pow. 1 kV - 15 % dla kondensatorów o napięciu do 1 kV Różnica pojemności poszczególnych faz baterii kondensatorów w stosunku do fazy o największej pojemności nie przekracza : - 5% dla baterii łączonych w gwiazdę - 15 % dla baterii łączonych w trójkąt	Po wymianie uszkodzonych ogniw lub po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy baterii W czasie eksploatacji nie częściej niż co 5 lat
10.	1. Obwody wtórne układów elektroenergetycznej automatyki	Pomiar rezystancji izolacji obwodów w stacjach i rozdzielniach napowietrznych	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	W ramach przeglądów obwodów głównych z tym, że funkcjonalność co roku

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
	zabezpieczeniowej, z wyjątkiem układów mikroprocesorowych z samokontrolą	Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	
	2. Obwody wtórne układów pomiarowo – ruchowych	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie parametrów ruchowych	Dokładność do 2,5 %	
	3. Obwody wtórne układów rejestrujące	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	W razie potrzeb, nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie funkcjonalne działania i rejestracji	Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących	
	4. Obwody wtórne układów telemechaniki	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Co 5 lat
		Sprawdzenie wartości nastawionych	Dokładność do 5 % przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie 0,8 – 1,1 U _{nom}	
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów telemechaniki	Nie rzadziej niż raz na rok uznając poprawne zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne
	5. Obwody wtórne układów sterowania	Pomiar rezystancji izolacji w stacjach i rozdzielniach napowietrznych podczas sprawdzania typu "pełne" i "skrócone"	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	W ramach przeglądów obwodów głównych
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów sterowania i sygnalizacji	Nie rzadziej niż raz na rok uznając poprawne zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
11.	1.Ochrona przeciwporażeniowa w elektroenergetycznych rozdzielniach o napięciu znamionowym 110 kV	Pomiar rezystancji uziemienia Pomiar napięcia rażenia Sprawdzenie zagrożenia spowodowanego wynoszeniem z rozdzielni wysokiego potencjału ziemnozwarciowego	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej przy wyznaczaniu napięcia rażenia i sprawdzaniu zagrożenia spowodowanego wynoszeniem potencjału dopuszcza się stosowanie metod obliczeniowych	Nie rzadziej niż co 5 lat oraz po zmianie warunków powodujących wzrost prądów uziomowych rozdzielni
	2.Ochrona przeciwporażeniowa w elektroenergetycznych rozdzielniach o napięciu znamionowym wyższym od 1 kV, a niższym niż 110 kV	Pomiar rezystancji uziemienia	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat
12.	Linie o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w czasie największego obciążenia
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych		
13.	Instalacje odbiorcze w budynkach, o napięciu znamionowym do 1 kV.	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w okresie największego obciążenia
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	1. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej ok. 100 %, o temperaturze powietrza
		Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych		
		Sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
		przeciwporażeniowej		wyższej od + 35 C lub o wylęgach żrących – nie rzadziej niż co 3 lata 2. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach – nie rzadziej niż co 5 lat
		Pomiar rezystancji izolacji przewodów roboczych instalacji	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu instalacji do eksploatacji	1. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej ok. 100 %, o temperaturze powietrza wyższej od + 35 C lub o wylęgach żrących – nie rzadziej niż co 3 lata 2. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach – nie rzadziej niż co 5 lat UWAGA: w przypadku zainstalowania wyłączników różnicowoprądowych można nie wykonywać pomiarów rezystancji izolacji.

Załącznik nr 2**Karta aktualizacji nr**

1. Data wejścia w życie aktualizacji:

.....

2. Przyczyna aktualizacji:

.....

.....

3. Numery punktów IRiESDn podlegających aktualizacji:

.....

.....

.....

4. Nowe brzmienie zaktualizowanych punktów IRiESDn:

Nr punktu	Aktualna treść
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	

Podpisy osób

.....

zatwierdzających

.....

aktualizację IRiESDn

.....

..... dn

FORMULARZ ZGŁOSZENIA ZMIANY SPRZEDAWCY

CHEMAR S.A.

1. DANE WNIOSKODAWCY

[illegible]

PESFI

[illegible]

NIP

Adres stałego zameldowania / Adres wnioskodawcy

Kod pocztowy	Pocztą	Miejscowość
Ulica		
Adres korespondencyjny		
Kod pocztowy	Pocztą	Miejscowość
Ulica		
Numer domu	Nr lokalu	Adres e-mail do korespondencji

2. WNIOSEK DOTYCZY PUNKTU POBORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Grupa taryfowa stosowana dotychczas

Moc umowna w kW

Nazwa i Adres Punktu Poboru Energii Elektrycznej

Nazwa Punktu Poboru Energii	Kod pocztowy / Miejscowość
Ulica	Numer obiektu lub działki Nr lokalu

3. DANE DOTYCZĄCE SPRZEDAWCY

 pierwszy wybór sprzedawcy po przyłączeniu kolejny wybór sprzedawcy

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

Nr ewidencyjny Odbiorcy w systemie bilansowym dotychczasowego Szarzedawcy*

Instrukcja Ruchu i	PREZES Zarządu	Strona 136/136
zaprojektowano:	DYREKTOR GENERALNY	
	Mirosław Marcinkowski	Uchwała Zarządu ZUCHAP "Chemar" S.A. Nr 1228 z dnia 9 lutego 2014 roku.